

Kaupunkikeskijänniteverkon optimointi

Juhani Lepistö

Sähkötekniikan korkeakoulu

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 14.4.2017.

Työn valvoja:

Prof. Matti Lehtonen

Työn ohjaaja:

DI Aki Hämäläinen

Tekijä: Juhani Lepistö

Työn nimi: Kaupunkikeskijänniteverkon optimointi

Päivämäärä: 14.4.2017

Kieli: Suomi

Sivumäärä: 6+94

Sähkötekniikan ja automaation laitos

Professori: Sähköenergiatekniikka ELEC3024

Työn valvoja: Prof. Matti Lehtonen

Työn ohjaaja: DI Aki Hämäläinen

Tässä diplomityössä tutkitaan optimimaalisen keskijänniteverkon mallia kaupunkiympäristössä. Optimaaliseen malliin otetaan kantaa kolmella eri vertailutavalla: Trimble Network Optimizer -optimointiohjelmistolla, Monte Carlo -menetelmällä ja suoralla parametrien muutosvertailulla. Tässä työssä esitetään matemaattiset mallit ja algoritmit kahdelle viimeiselle vertailutavalle, kun Trimble Network Optimizer -ohjelmistolla, jota ei ole vielä julkaistu, lasketaan ja muodostetaan kustannusoptimaaliset tavoiteverkot.

Tavoiteverkot muodostetaan kahdelle alueelle optimointiohjelmistolla ottaen huomioon alueen sähköasemat ja jakelumuuntamot, niiden parametrit, ja alueen kaapeliretit. Monte Carlo -menetelmää käytetään vertailtaessa kahta mallia, jotka ovat linjassa yrityksen olemassa olevien suunnitteluperiaatteiden kanssa: napanuora- ja tikapuumallia. Suoraa parametrien muutosvertailua ja Monte Carlo -menetelmää käytetään vertailtaessa kolmea asiakasmuuntamon liitännävaihtoehtoa. Kaikki vertailut tehdään pääasiassa kustannusten ja keskeytysindeksien näkökulmasta.

Molemmilla alueilla kustannusoptimaalinen tavoiteverkko oli säteittäinen verkko ilman reserviyhteyksiä. Säteittäisellä verkolla ei kuitenkaan saavuteta suositusten mukaisia keskeytyspituuksia, joten se ei ole teknisesti sopiva. Alueella, jolla on paljon muuntamoita, ero kustannuksissa täyden reservin mallin ja asemien välisen reservimallin välillä oli pieni. Vertailtaessa napanuora- ja tikapuumallia, tikapuumallilla saadaan selviä säästöjä, kun sen kaikki vapaa reservi voidaan hyödyntää sähköasemaviassa vasta-aseman kiskoja jälkeisten kuormien syöttämiseen. Asiakasliitännävaihtoehtojen vertailussa silmukoitu malli sijoittui keskimäärin parhaiten kokonaiskustannusten ja keskeytysindeksien kannalta.

Avainsanat: sähköjakeluverkko, kaupungin keskijänniteverkon optimointi, keskijänniteverkon suunnittelu, optimaalinen jakeluverkon malli

Author: Juhani Lepistö		
Title: Optimization of Urban Medium Voltage Network		
Date: 14.4.2017	Language: Finnish	Number of pages: 6+94
Department of Electrical Engineering and Automation		
Professorship: Electrical Power and Energy Engineering ELEC3024		
Supervisor: Prof. Matti Lehtonen		
Advisor: MSc Aki Hämäläinen		
<p>This Master's Thesis studies an optimal model for an urban medium voltage network. Three different comparison methods are applied: the Trimble Network Optimizer program, the Monte Carlo method, and a direct change of parameters. This work presents mathematical models and algorithms for the latter two comparison methods, while the Trimble Network Optimizer program, not yet published, calculates and forms cost optimal target networks.</p> <p>The target networks are created for two areas with the optimization program considering the area's primary and secondary substations, their parameters, and cable routes. The Monte Carlo method is used to compare two network models that are in line with the company's existing design principles, namely one-cable and two-cable connection models. The direct change of parameters and the Monte Carlo method are used to compare three options for customer substation connection. All the comparisons are done mainly from the perspective of costs and interruption indices.</p> <p>In both areas, the cost-optimal target network was radial network without reserve connections. However, the radial network is not feasible as it does not meet the recommendations for interruption durations. In the area that has high secondary substation density, the difference in total costs was small between the full reserve model and the inter-substation reserve model. In the comparison of one-cable and two-cable connection models, the two-cable connection model brought notable savings when all of its free reserve in ampacity could be used in a primary substation failure to supply unsupplied loads of the counter-station. In the comparison of customer substation connections, the looped model ranked best on average when comparing from the perspective of both the total costs and the interruption indices.</p>		
Keywords: electric distribution network, urban medium voltage network optimization, medium voltage network planning, optimal distribution network model		

Esipuhe

Kiitän Helsen Sähköverkko Oy:stä, johon tämä työ tehtiin, työni ohjaajaa Aki Hämäläistä ja ohjausryhmää, johon kuuluivat lisäksi Pirjo Heine, Osmo Siirto ja Markku Hyvärinen. Lisäksi kiitän lukuisia muita yrityksen työntekijöitä tiedoista ja ohjeista. Suuri kiitos myös Eero Saarijärvelle Trimble Oy:stä ja John Millarille Aalto-yliopistosta lukuisista neuvoista ja aktiivisesta tuesta optimointiohjelmistoon liittyen. Kiitos myös työni valvojalle professori Matti Lehtoselle Aalto-yliopistosta työhön liittyvistä keskusteluista ja kommenteista.

Helsinki, 21.3.2017

Juhani Lepistö

Sisällysluettelo

Tiivistelmä	ii
Tiivistelmä (englanniksi)	iii
Esipuhe	iv
Sisällysluettelo	v
1 Johdanto	1
2 Sähköverkkoliiketoiminta ja jakeluverkon tehtävä	3
3 Jakeluverkon tekninen mitoitus	4
3.1 Tehontarve	4
3.2 Kuormitus- ja vikavirrat	5
3.3 Jännitteenalenema	8
3.4 Käyttövarmuus	10
4 Jakeluverkon taloudellinen mitoitus	15
4.1 Kokonaiskustannusten muodostuminen	15
4.2 Regulaation vaikutus	15
4.3 Investointikustannukset	18
4.4 Häviökustannukset	19
4.5 Kunnossapitokustannukset	22
4.6 Keskeytyskustannukset	22
5 Jakeluverkon suunnittelu	24
5.1 Pitkän aikavälin suunnittelu	24
5.2 Laajennussuunnittelu	27
5.3 Yleisiä verkkomalleja	29
6 Jakeluverkon kustannusten ja toimitusvarmuuden optimointi	33
6.1 Optimointitehtävä	33
6.2 Johtoreitin valinta	35
6.3 Kytkinlaitteiden valinta	38
6.4 Jakorajan valinta	38
7 Helen Sähköverkko Oy	41
7.1 Yleistä tietoa	41
7.2 Keskijänniteverkon rakenne	42
7.3 Keskijänniteverkon suunnitteluperiaatteet	42
7.4 Keskijänniteverkon käyttöperiaatteet	44
7.5 Asiakasmuuntamon liitäntä	45
7.6 Aikaisemmat opinnäytetyöt	47

8	Verkkomallien laskelmat ja vertailu	49
8.1	Optimointimenetelmä ja -aineisto tavoiteverkkolaskelmiin	49
8.2	Tavoiteverkko Lauttasaaren uudelle alueelle	52
8.3	Tavoiteverkko keskustan olemassa olevalle alueelle	54
8.4	Napanuora- ja tikapuumallien vertailu	56
8.5	Asiakasliityntöjen vertailu	66
9	Johtopäätökset	74
9.1	Tavoiteverkot	74
9.2	Napanuora- ja tikapuumalli	75
9.3	Asiakasliityntä	76
10	Yhteenveto	77
11	Viitteet	79
	Liitteet	83
A	Napanuora- ja tikapuumallien vertailualgoritmit	83
A.1	Mallien vertailu asemien välillä	83
A.2	Mallien vertailu vasta-asemien jälkeisille kuormille	86
B	Asiakasliitynnän kustannuslaskelmat	87
B.1	Kaapelireittien pituuden vaikutus	87
B.2	Kytöntäaikaisten vaikutus	88
B.3	Investointihintojen vaikutus	89
B.4	Korkotason ja kuormien vaikutus	90
B.5	Asiakasliityntävaihtoehtojen vertailualgoritmi	91

1 Johdanto

Tässä diplomityössä keskitytään kaupungin keskijännitejakeluverkon optimaalisen verkkomallin ja keskijänniteasiakkaan optimaalisen liityntätavan löytämiseen. Käytännössä se tarkoittaa teknisesti riittävän ja sen puitteissa kustannustehokkaimman verkkomallin löytämistä määritellylle aikavälille.

Pääkysymys on, mikä on optimaalinen verkkomalli ja asiakasliityntä annettujen suunnitteluperiaatteiden myötä, ja osakysymys on, kuinka tavoiteverkko saavutetaan. Tulokset antavat vastauksia siihen, miten verkon yli- ja alimitoittamista voidaan välttää.

Työ rajataan koskemaan kaupungin kaapeloitua keskijänniteverkkoa ja siihen liittyviä osia. Tarkoituksena ei ole etsiä sähköasemien optimaalista sijaintia eikä myöskään suurjänniteverkon mallia. Työ ei koske myöskään pienjänniteverkkoa eikä siten oteta kantaa myöskään jakelumuuntamoiden sijaintiin.

Työn teoriaosuudessa kuvataan jakeluverkon tehtäviä, sen teknistä mitoitus- ja kuinka verkon muoto ja sen osat vaikuttavat verkon kokonaiskustannuksiin. Lisäksi käydään läpi optimaalisen verkkomallin löytämiseen liittyvää teoriaa ja pitkän aikavälin suunnittelua tavoiteverkkoajattelun näkökulmasta. Tällä näkökulmalla tarkoitetaan sitä, että olemassa olevia johtoja ei huomioida muodostettaessa optimaalista verkkoa annetuille jakelumuuntamoille.

Teoriaosuus kuvaa niitä menetelmiä, joiden perusteella jakeluverkko voidaan mitoit-
taa. Pyrkimyksenä on kuvata ne kustannuskomponentit ja tekniset mitoitus-
tekijät, joita käytetään verkon mallien vertailussa ja optimoinnissa. Tällä luodaan pohjaa
sille, miten eri verkkomallien ja laitteiden valinta vaikuttaa teknisiin arvoihin ja
kustannuksiin.

Mitoittavat tekijät jaetaan kahteen osaan: teknisiin mitoitus-
tekijöihin ja taloudellisiin mitoitus-
tekijöihin. Tekniset mitoitus-
tekijät nivoutuvat sähköalan teorioihin, kuten Kirchhoffin jännite- ja virtalakeihin, ja toisaalta koska verkko on altis vikaantumiselle, ohjaa teknistä mitoitus-
tusta myös käyttövarmuuteen liittyvät tekijät. Taloudellinen
mitoitus perustuu verkon koko elinkaaren kustannus-
tekijöiden jakamiseen vertailu-
kel-
pisiin komponentteihin: investointi-, häviö-, kunnossapito- ja keskeytyskustannuksiin. Nämä perustana olevat tekniset ja taloudelliset komponentit kuvataan työssä, ja ne muodostavat tunnusluvut, jotka kuvaavat erilaisten verkkomallien suorituskykyä ja kustannuksia.

Empiirisessä osassa käytetään tutkimusaineistona Helen Sähköverkko Oy:n nykyistä keskijännitejakeluverkkoa. Tutkimuksen kohteena oleva keskijännitteinen jakelu-
verkko on muodoltaan silmukoitu kaupunkiverkko, jonka kaapelointiaste on korkea. Yrityksen määrittämät omat suunnitteluperiaatteet ja tekniset raja-arvot määräävät osaltaan verkon optimaalisen mallin vaihtoehtoja.

Olemassa olevat suunnitteluperiaatteet mahdollistavat kaksi erilaista verkkomallia: napanuora- ja tikapuumallin. Työssä on tarkoitus vertailla näitä malleja niiden mer-

kittävimmän käyttöön liittyvän eroavaisuuden näkökulmasta: keskeytyskustannusten kannalta.

Tavoiteverkon tarkasteluissa käytetään ohjelmistoa, johon olemassa oleva keskijänniteverkko on mallinnettu. Ohjelmistolla muodostetaan erilaisia verkkomalleja erilaisin suunnitteluperiaattein. Muodostettuja verkkomalleja arvioidaan kustannusten, luotettavuuteen liittyvien tunnuslukujen ja suunnitteluperiaatteiden kannalta, verrataan nykyiseen verkkomalliin, ja tarkastellaan mahdollisia hyötyjä ja haittoja.

Mallivertailujen lisäksi tehdään laskelmia eri asiakasliityntävaihtoehdoista. Nykyisen silmukoidun asiakasliityntämallin rinnalla vertaillaan säteittäistä ja kytkemöllistä vaihtoehtoa.

2 Sähköverkkoliiketoiminta ja jakeluverkon tehtävä

Sähköverkoilla on merkittävä asema yhteiskunnan toimintojen turvaamisessa, jotka ovat enenemässä määrin riippuvaisia sähköstä. Digitalisaatio on yksi esimerkki sähkötekniikan tuomista mahdollisuuksista, joiden avulla perinteiset palvelut ovat siirtyneet abstraktimpaan automatisoituun ympäristöön. Yhä useammat asiat siirtyvät sähkötekniisten sovellusten piiriin. Näitä ovat esimerkiksi informaatio, liikkuminen ja kommunikaatio. Sähkö on yhä relevantimpi osa yhteiskuntaa.

Sähkön toimitusvarmuudelle asetetaan tiukempia vaatimuksia kuin ennen. Tämä koskee erityisesti jakeluverkkoa, sillä noin 90 % asiakkaiden kokemista keskeytyksistä johtuu keskijännitejakeluverkon vioista [1, s. 79]. Jakeluverkko on suurjännitteistä siirtoverkkoa alttiimpi ympäristön aiheuttamille häiriöille ja siirtoverkosta poiketen jakeluverkko rakennetaan säteittäisesti toimivaksi. Viimeaikaisella lainsäädännöllä ja valvontamalleilla on pyritty parantamaan jakeluverkon käyttövarmuutta.

Sähkönjakelutoiminta on luvanvaraista toimintaa ja kullakin alueella voi toimia vain yksi sähkönjakeluyhtiö. Sähköverkkoon liittyjä ei voi kilpailuttaa toimilupa-alueellaan sähkönjakeluyhtiötä. Tällä toimilupa-alueella sähkönjakeluyhtiöllä on toimitusvelvollisuus. Sen lisäksi, että sähkön tulee olla laadultaan riittävää, myös kaikilla alueella olevilla on oikeus liittyä sähköverkkoon kohtuullista korvausta vastaan. Verkkoyhtiön tuoton kohtuullisuutta ja toimintaa valvoo Energiavirasto. Viranomaisten vaatimusten lisäksi jakeluverkolta odotetaan tehokkuutta myös asiakkaiden taholta. Tässä ympäristössä jakeluverkon oman toiminnan tulee olla systemaattista, jotta se voi toimia mahdollisimman tehokkaasti ja taloudellisesti.

Jakeluverkkotoiminta on luonteeltaan sellaista, että tarvitaan huomattavia investointia verkon rakenteeseen. Kustannuksia verkkoyhtiöille muodostuu verkon rakentamisesta, häviöistä ja ylläpitotoiminnoista. Verkon suunnittelu on tärkeässä asemassa, koska sillä vaikutetaan verkon rakenteeseen ja siihen, miten sitä ylläpidetään. Verkko suunnitellaan toimimaan useiksi vuosikymmeneksi, joten alussa tehdyillä investoinneilla vaikutetaan tulevien vuosikymmenien aikana syntyviin kustannuksiin. Suunnitteluvaiheessa pyritään vaikuttamaan näihin kustannuksiin ja täyttämään asiakkaiden ja viranomaisten vaatimukset mahdollisimman tehokkaasti.

3 Jakeluverkon tekninen mitoitus

Tässä luvussa tarkastellaan jakeluverkon tekniseen mitoitukseen liittyviä tekijöitä. Näiden tarkoitus on auttaa luomaan sellainen normaali- ja poikkeustilanteessa säteittäisesti toimiva jakeluverkko, jota voidaan käyttää kuormituspisteiden syöttämiseen ennalta määrättyjen teknisten periaatteiden mukaisesti.

3.1 Tehontarve

Tehontarpeella tarkoitetaan siirrettävää hetkellistä tehoa, joka syntyy kuormituksesta ja häviöistä. Jakeluverkon laitteistot, joiden kautta teho siirtyy, mitoitetaan suurimman odotettavissa olevan siirtotehon perusteella. Suurin odotettu siirtoteho eli huipputeho tai huippukulutus voi olla odotettavissa vuosikymmenien kuluttua, tai se voi siirtyä jo ensimmäisenä vuonna.

Keskijänniteverkko päättyy jakelumuuntamolle, jossa sähkö jaetaan eteenpäin pienjännitteellä. Pienjännitepuolella sijaitsee lukumääräisesti suurin osa kulutuspisteistä. Jakeluverkon muuntaja voi syöttää lukuisia kulutuspisteitä, joista jokaisessa on erilainen ajassa muuttuva kulutus. Pienjänniteverkon kulutuspisteiden kuormitukset summautuvat jakelumuuntamalla. Ajassa eritavoin jakautuneista kuormituksista johtuen, jakeluverkon muuntajalla huippukulutus on pienempi tai yhtä suuri kuin siihen yksittäisesti liitettyjen huippukulutusten summa.

$$(P_1 + P_2)(t_i) \leq P_1(t_j) + P_2(t_k) \quad (1)$$

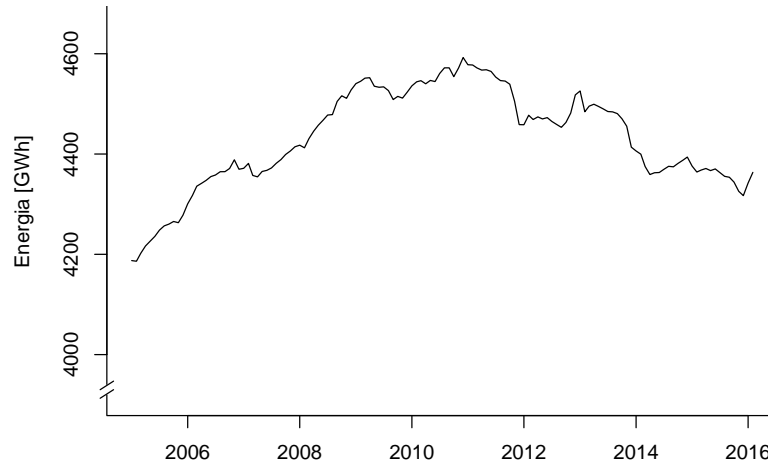
missä t_i on kuormien P_1 ja P_2 yhteenlaskettu huippukulutushetki, t_j on kuorman P_1 huippukulutushetki ja t_k on kuorman P_2 huippukulutushetki.

Jakeluverkon muodon ja laadun määrää kulutuspisteiden sijainti ja tehontarpeen laatu [2, s. 8]. Nämä tekijät ovat tärkeimmät mitoituksen lähtökohdat. Jos tiedämme kuormien sijainnit ja suuruudet tietyllä ajalla, pystymme suunnittelemaan verkon, joka kykenee palvelemaan vaadittua tarvetta.

Nykyisen ja tulevan tehontarpeen määrittäminen perustuu olemassa oleviin kuormiin ja odotettavissa oleviin tulevaisuuden kuormiin. Kulutuksen ennusteet ja tieto kuormituspisteiden lisääntymisestä ovat siten tärkeässä asemassa verkkoa suunniteltaessa. Vuosittain käytetyn kokonaisenergian ja asiakasryhmittelyn avulla voidaan arvioida huipputehoa.

Vaikka sähkön käyttötavat ovat lisääntyneet, sähköenergian kulutus on viime vuosina vähentynyt. Helsingissä saturaatiopiste kasvun osalta saavutettiin vuoden 2011 tienoilla ja siitä lähtien sähköenergian kulutus on vähentynyt viidettä vuotta peräkkäin. Tämä on realisoitunut siitäkin huolimatta, että Helsingin väkiluku on kasvanut jatkuvasti.

Sytä sähköenergian kulutuksen vähenemiselle voidaan etsiä monesta paikkaa. Kodin kulutuslaitteiden energiatehokkuus on parantunut ja valaistuksessa on siirrytty kiih-



Kuva 1. Helsingin alueen sähköenergian kulutus

tyvällä tahdilla parempiin hyötysuhteisiin. Toisaalta osasyynä voi olla myöskin ihmisten valistuneisuus energian käytön suhteen ja kodin kulutuslaitteiden varustelutason saturaatio eri asiakasryhmissä. Samoin uudelle rakennuskannalle on asetettu tiukempia energiatehokkuusvaatimuksia, samalla kun vanhoja rakennuksia puretaan tai niiden energiatehokkuutta parannetaan. Vaikutusta voi olla myös sillä, että työpaikoilla etätyöt ovat lisääntyneet ja toimitiloja on voitu tiivistää suosimalla monitilatoimistoja. Vuonna 2008 alkaneella taantumalla voi myös olla vaikutuksia kuormituksiin.

Kysymykset energiankulutuksen muutoksista ovat tärkeitä, kun tehdään kuormitusennusteita sähköverkon kapasiteetin varmistamiseksi. Huippukulutukset määräävät verkon komponenttien kapasiteetin ja siten niiden kyvyn siirtää tehoa kohti kulutuspisteitä.

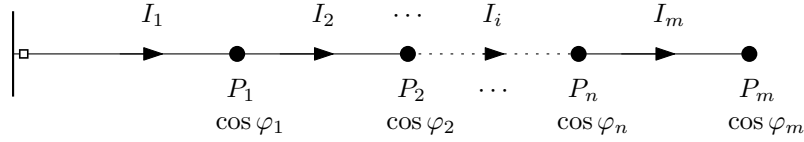
3.2 Kuormitus- ja vikavirrat

Syöttöreitin toimittama huipputeho ja vikavirrat määrittävät sen mitoituksen. Käytännössä se tarkoittaa sellaisten komponenttien valitsemista, jotka kestävät kaikki mahdolliset verkossa esiintyvät virrat. Lisäksi on huomioitava jännitteenalenemat.

Kuormitusvirta I saadaan siirrettävän pätötehon P , tehokertoimen $\cos \varphi$, jännitteen U ja loistehon Q avulla yhtälön (2) mukaisesti.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U} \quad (2)$$

Jakeluverkko rakennetaan niin, että se toimii normaalitilanteissa säteittäisesti. Se tarkoittaa kuormitusvirtojen kannalta sitä, että siirtoreitin varrella olevien jakelumuntamoiden kuormitusvirrat summautuvat solmupisteissä Kirchhoffin virtalain mukaisesti.



Kuva 2. Siirtoreitin kuormituspisteet ja virrat

Kuvassa 2 on m kappaletta kuormituspisteitä ja johtimia, joille on annettu pätöteho P_n ja tehokerroin $\cos \varphi_n$. Siirtoreitin johto-osan i virta I_i voidaan tällöin laskea yhtälön (3) avulla.

$$I_i = \sum_{n=i}^m \frac{P_n}{\sqrt{3} U \cos \varphi_n} \quad (3)$$

Johto-osien kuormitusvirtoja tarvitaan, kun lasketaan johdolla syntyviä jännitehäviöitä ja virtalämpöhäviöitä. Liian suuret jännitehäviöt vaikuttavat laitteiden toimintaan ja virtalämpöhäviöt lyhentävät kaapelin elinikää. Virtalämpöhäviöiden noustessa suureksi voi esimerkiksi kaapeli menettää eristeominaisuutensa lopullisesti.

Kaapeleilla terminen virtakestoisuus rajoittaa johto-osan suurinta sallittua virtaa. Kaapelin suurin sallittu normaali kuormitusvirta esitetään yleensä olosuhteisiin liittyvänä arvona, sillä suurin kuormitusaika voi olla useita tunteja, jolloin lämpenemä ehtii tasaantua. Suurin sallittu termien oikosulkuvirtakestoisuus esitetään yleensä yhden sekunnin virta-arvona, mikä tarkoittaa sitä, että johtoa voidaan kuormittaa standardiolosuhteissa yhden sekunnin ajan kyseisen suuruusella virralla.

Sellaisissa verkkomalleissa, joissa on käytössä varayhteys, suurin mitoittava kuormitusvirta syntyy yleensä silloin, kun varayhteys on käytössä. Tällöin yhden lähdön kautta syötetään lähdön normaalien kulutuspisteiden lisäksi sellaista verkon osaa, jota normaalisti syötettäisiin toisesta lähdöstä.

Termistä oikosulkukestoisuutta on tarkasteltava siinä osassa kaapelia, missä vikavirta on suurin. Suurin vikavirta on suojattavan johdon alkupäässä tapahtuva kolmivaiheinen oikosulkuvirta. Toisaalta jokaisen eri johtotyypin syöttöpään suurimman vikavirran laskeminen on tarpeen, sillä kun kaapelin tyyppi vaihtuu, silloin vaihtuu myös kaapelin termien kestoisuus.

Kolmivaiheinen vikavirta I_{k3} saadaan yhtälöllä (4). Käytännön laskuissa voidaan käyttää hieman nimellisjännitettä suurempaa jännitettä, jotta pahin mahdollinen tilanne saadaan huomioitua.

$$I_{k3} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_k} \quad (4)$$

missä U on vikakohdan jännite ja Z_k vikakohdasta katsottuna syöttävän verkon impedanssi. Verkon komponenttien impedanssit on muunnettava samalle jännitetasolle ennen kuin ne lasketaan yhteen.

Suojausten toimivuuden takia kuormitusvirran on oltava pienempi kuin pienin oikosulkuvirta. Pienin oikosulkuvirta on siirtoreitin loppupäässä tapahtuva kaksivaiheinen

oikosulkuvirta. Kaksivaiheinen oikosulkuvirta I_{k2} lasketaan yhtälöllä (5) käyttäen kerrointa $\sqrt{3}/2$ ja siirtotien lopussa ilmenevää kolmivaiheista vikavirtaa [1, s. 181].

$$I_{k2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{k3} \quad (5)$$

Oikosulkuvirtaa ja sen kestoja laskettaessa on huomioitava mahdolliset pikajälleenkytkennät ja aikajälleenkytkennät. Termistä kestoisuutta voidaan tarkastella matemaattisesti niin, että valmistajan ilmoittama suurin sallittu yhden sekunnin vikavirta määrittää todellisen oikosulkuvirran pisimmän kestoajan. Oikosulkuvirran suuruuden ja sen kestoajan suurimman arvon määrittää yhtälö (6).

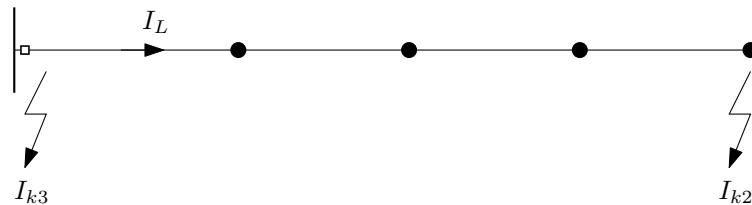
$$I_k \sqrt{t_s} = I_{1s} \sqrt{t} \quad (6)$$

missä I_{1s} on kaapelivalmistajan ilmoittama suurin sallittu yhden sekunnin ($t = 1$ s) virta, I_k on todellinen verkon oikosulkuvirta ja t_s on suojauksen ekvivalentti vaikutusaika. Ekvivalentti vaikutusaika riippuu katkaisimen laukaisuajasta, jälleenkytkentöjen ajoista ja edellä olevien toimintojen välisistä ajoista. Ekvivalenttinen vaikutusaika t_s lasketaan yhtälöllä (7) [1, s. 177].

$$t_s = t_1 e^{-t_0/\tau} + t_2 \quad (7)$$

missä t_1 on oikosulun kesto aika ennen katkaisimen toimimista, t_0 on jälleenkytkennän jännitteetön aika, τ on kaapelin jäähtymisaikavakio, joka saadaan kaapelivalmistajalta ja t_2 on jälleenkytkennän oikosulun kesto aika. Kaapeliverkoissa oikosulku on yleensä pysyvä, joten jälleenkytkentöjä ei tavallisesti tehdä.

Virrat synnyttävät myös magneettikenttiä. Nykyään standardi määrittelee myös suurimmat sallitut magneettikenttien suuruudet, joille henkilöt saavat altistua. Virtojen synnyttämät magneettikentät on laskettava tai mitattava tapauskohtaisesti eikä niitä tässä työssä käsitellä.



Kuva 3. Verkon mitoituksessa huomioitava kuormitusvirta I_L sekä oikosulkuvirrat I_{k3} ja I_{k2} .

Yhteenvetona todettakoon, että seuraavien virtoihin liittyvien teknisten ehtojen on täyttyttävä jakeluverkon optimointitehtävässä:

$$\begin{aligned} I_{max} &> I_L \\ I_{k2} &> I_L \\ I_{1s} &> I_{k3} \sqrt{t_s} \end{aligned} \quad (8)$$

missä suurin sallittu kuormitusvirta I_{max} ja suurin sallittu yhden sekunnin vikavirta I_{1s} saadaan kaapelivalmistajalta. Kolme muuta arvoa lasketaan verkon teknisten arvojen perusteella, kuten aikaisemmin tässä kappaleessa esitettiin. Kuva 3 havainnollistaa virtojen sijoittumista lähdöllä.

3.3 Jännitteenalenema

Jännitehäviöt rajoittavat jakeluverkon rakennetta. Laitteet on suunniteltu toimimaan nimellisjännitteellään, joten jos jännite laskee liian alas tai nousee liian ylös, voi se aiheuttaa laitteille toiminnallisia häiriöitä. Tästä syystä jakeluverkon suunnittelijan on otettava huomioon jännitteen laatutekijät. Suomessa noudatetaan vähintään laatustandardissa SFS-EN 50160 määritettyjä jännitearvoja.

Erityisesti kaupungin jakeluverkossa alueellinen tehosiheys on suurta. Tämä johtaa siihen, että johdot ovat poikkipinnaltaan suurempia ja pituudeltaan lyhyempiä. Siitä seuraa, että kaapelin lämpenemä on yleensä merkittävämpi rajoittava tekijä kuin jännitteenalenema [3, s. 77].

Jännitehäviön \underline{U}_h tarkka arvo on yhtälön (9) mukainen siirtotien alkupään jännitteen \underline{U}_1 ja loppupään jännitteen \underline{U}_2 erotus. Virta synnyttää jännitehäviötä siirtotien resistansseissa ja induktiivisissa reaktansseissa.

$$\underline{U}_h = \underline{U}_1 - \underline{U}_2 \quad (9)$$

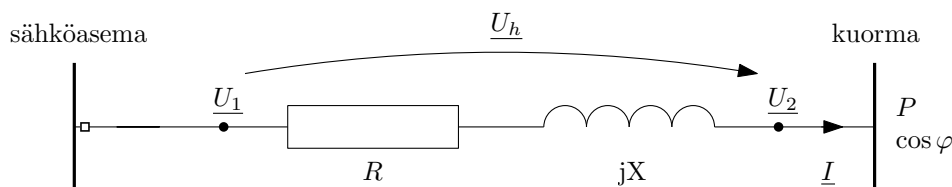
Jännitteenalenemaa ei voida laskea suoraan virran ja siirtotien impedanssin osoittimien tulona, sillä niiden kulma vaihtelee. Tarkan ratkaisun saa esimerkiksi iteroimalla, mutta yleensä riittävä tarkkuus pienillä ja symmetrisillä kuormitusvirroilla saadaan yhtälöllä (10). Tämä approksimaatio on melko tarkka, jos alku- ja loppupään jännitteiden välinen kulma on pieni. Vikatapauksissa on syytä käyttää tarkkoja laskentatapoja jännitteenaleneman määrittämiseen virran suuruudesta johtuen. [1, s. 38]

$$U_h \approx \sqrt{3}I(R \cos \varphi + X \sin \varphi) = \sqrt{3}(I_p R + I_q X) \quad (10)$$

missä I on siirtotien virta, R on siirtotien pitkittäisresistanssi, $\cos \varphi$ on tehokerroin, X on siirtotien pitkittäisreaktanssi, I_p on pätövirta ja I_q on loisvirta.

Jännitehäviöön liittyviä komponentteja on havainnollistettu kuvassa (4). Jännitehäviön vaikutusta voidaan pienentää (1) nostamalla syöttävän pää jännitettä, jolloin virtaa voidaan alentaa tehon säilyessä, (2) pienentämällä siirtoreitin resistanssia tai induktiivista reaktanssia, (3) pienentämällä siirtoreitin kuormitusvirtaa siirtämällä sitä kytkentöjen avulla toisille reiteille tai (4) lisäämällä kapasitanssia kuorman päähän. Myös kuorman päähän kytketyllä tehoelektronikalla, tuotantolaitoksella tai energiavarastolla voidaan nostaa jännitettä kuorman päässä.

Kevyesti kuormitetussa ja kapasitanssia sisältävässä siirtoreitissä jännite voi nousta loppupäätä lähestyessä. Tämä nähdään yhtälöstä (10), kun siirrettävä pätövirta I_p on pieni ja loisvirta I_q on suuri ja kapasitanssin takia negatiivinen. Tällöin



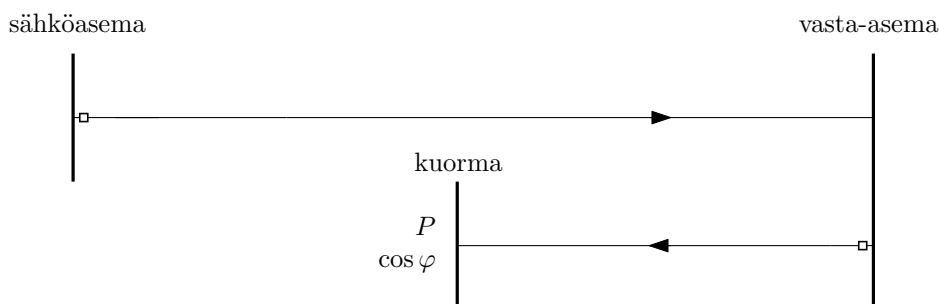
Kuva 4. Siirtoreitin jännitteenalenema.

jännitteenalenema on negatiivinen eli loppupään jännite alkupäätä suurempi. [4, s. 40]

Yhtälöstä (10) huomataan myös se, että jos reaktanssi on suurempi kuin resistanssi, aiheuttaa induktiivinen loisteho enemmän jännitehäviötä kuin pätöteho. Keski-jänniteverkoissa johdon reaktanssi ja resistanssi ovat melko lähellä toisiaan. Johtokoon suuretessa reaktanssin osuus kuitenkin kasvaa. Tämä on yksi syy tehohäviöiden lisäksi, miksi loistehon kompensointi on tärkeää. [3, s. 80]

Johtovälien jännitehäviöt voidaan laskea Kirchoffin jännitelain mukaan yhteen, kun koko johdon jännitehäviötä lasketaan. Toinen tapa on laskea jokaisen kuorman aiheuttamat jännitehäviöt erikseen ja summata ne lopuksi yhteen, jolloin saadaan loppupään jännitehäviö.

Pahin odotettavissa oleva käyttötilanne jännitehäviöiden kannalta on johdon syötäessä vasta-aseman kiskon kautta vasta-aseman kuormituksia. Tällaista tilannetta havainnollistetaan kuvassa 5, missä vasta-aseman päämuuntajat ovat syystä tai toisesta poissa käytöstä.



Kuva 5. Sähköasema, joka syöttää vasta-aseman kuormaa.

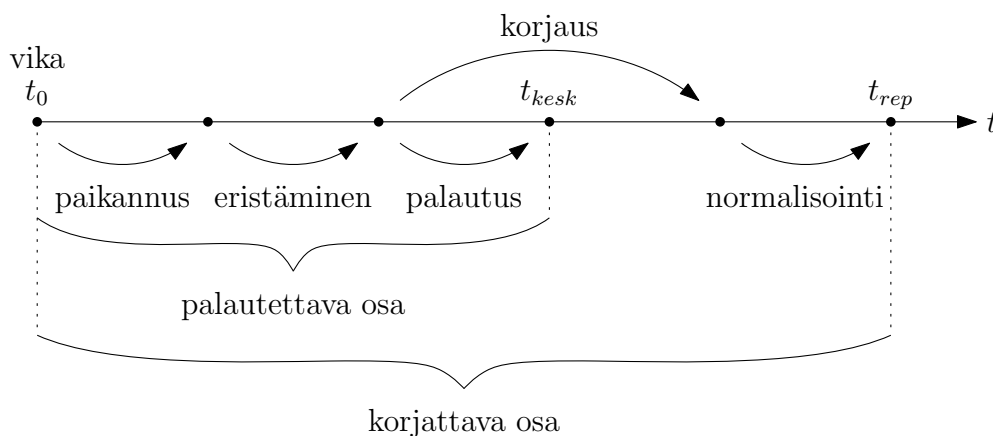
Kun syötettävään piiriin kuuluu useita jakelumuuntamoita tai kulutuspeisteitä, on jännitteenalenema yleensä laskettava suurimman yhteen lasketun kuormituksen hetkelle. Arvo riippuu kuitenkin siitä, painottuvatko kuormavirrat siirtoreitin alku- vai loppupäätä. Toisin sanoen, jos sama kuorma jakautuu enemmän johdon alkupäähän kuin loppupäähän, on jännitteenalenema pienempi. On siis mahdollista, että jännitteenalenema on suurempi eri aikaan kuin lähdön huippukuormitushetki ilmenee. Lisäksi kuormitusten kasvu on huomioitava, jotta saadaan arvio tulevaisuuden jännitehäviöistä.

3.4 Käyttövarmuus

Käyttövarmuudella tavoitellaan riittävän hyvälaatuisen sähkön toimittamista mahdollisimman vähäisin keskeytysmäärin ja -ajoin. Yhteiskunnan sähköriippuvuudesta johtuen keskeytymätön sähkönsyöttö on aina vain tärkeämpi kriteeri verkon suunnittelussa.

Keskeytykset voidaan jakaa odotettuihin ja odottamattomiin keskeytyksiin. Odotetut keskeytykset ovat verkon omasta toiminnasta johtuvia ennalta suunniteltuja tehtäviä. Niihin varautuminen voidaan aloittaa hyvissä ajoin, jolloin eri kytkentäsuunnitelmien ja vaihtoehtoisten syöttötapojen vertailuun voidaan käyttää aikaa. Odottamattomat keskeytykset ovat suunnittelemattomia ja yleensä ulkopuolisen syyn aiheuttamia keskeytyksiä. Tällaisia ulkopuolisia syitä ovat esimerkiksi sään ja kaivuiden aiheuttamat keskeytykset. Ulkopuolisten syiden aiheuttamiin keskeytyksiin voidaan varautua, mutta niiden täydellinen välttäminen on kallista, ellei jopa mahdotonta.

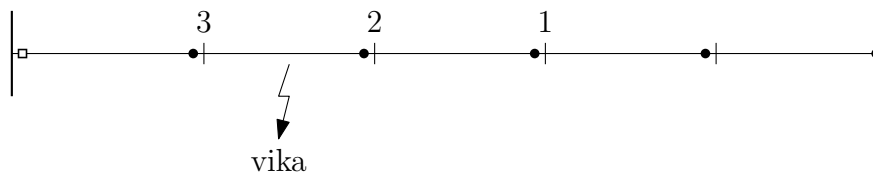
Odottamattomien keskeytysten minimointia voidaan tehdä kahdella tapaa: määrällisesti ja ajallisesti. Määrällisellä lähestymistavalla pyritään vähentämään vikataajuuksia. Vikataajuuksien pienentäminen tarkoittaa sellaisten laitteiden valintaa ja laitteiden sijoittamista, millä pyritään pienentämään niiden tapahtumien lukumäärää, jotka aiheuttavat vikoja, sekä valitsemalla sellaisia käyttötilanteita, jotka minivoivat vian vaikutusalueita. Odottamattomien keskeytysten ajallista minimointia voidaan tehdä pienentämällä vian paikannukseen, erotukseen ja korjaukseen kuluva aikaa sekä varayhteyden liittämiseen ja tilanteen normalisointiin kuluva aikaa. Kuva 6 selventää näiden osa-aikojen sijoittumista vikatapahtuman aiheuttamiin keskeytysaikoihin.



Kuva 6. Vian aiheuttamat keskeytysajat

Vianpaikannuksella pyritään paikantamaan vika mahdollisimman nopeasti ja tarkasti niin, että vikapaikka voidaan erottaa. Paikannus voidaan tehdä automaattisesti vikapaikantimilla ja lukemalla tulos etänä tai paikallisesti, tai paikannus voidaan tehdä puolittamalla vikaantunut johto-osa erottimella ja tarkastelemalla, poistuiko vika. Jos vika säilyy, jäljelle jäänyt johto-osa puolitetaan edelleen, kunnes vikapaikka

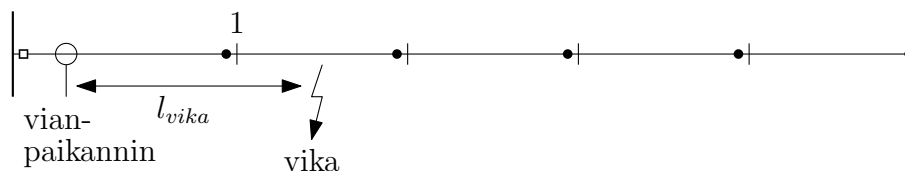
on erotettu. Jos vika poistui, voidaan jo erotetusta alueesta lisätä puolikas verkkoon, kunnes vika saadaan paikannettua. Tällainen puolitusmekanismi on toimiva, mutta ei välttämättä asiakasystävällisin vaihtoehto. Lisäksi, jos kyseessä on kaapeliverkko, lukuisten toistuvien vikavirtojen aiheuttama lämpeneminen on otettava huomioon.



Kuva 7. Johto-osan puolitusjärjestys vikaa paikannettaessa

Kuvassa 7 on mahdollinen puolitusjärjestys, kun säteittäisessä verkossa on viisi muuntamaa. Ensimmäisen ja toisen erottimen avauksen jälkeen vika säilyy. Kolmannella erottimen avauksella verkko-osa pysyy jännitteisenä ja vika saadaan paikannettua ensimmäisen ja toisen muuntamon väliin aseman päästä laskettuna. Tämä menetelmä on erityisen hidas, jos erottimet ja katkaisijat on avattava ja suljettava manuaalisesti paikan päällä. Keskeytysaika tällaisella menettelyllä voidaan laskea esimerkiksi lähteessä [5] esitetyllä tavalla.

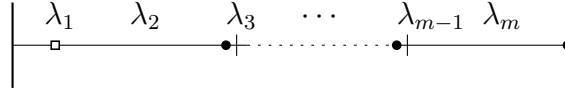
Automaattinen vianpaikannin nopeuttaa vian paikannusta, ja erotuspaikka voidaan päätellä mittaustuloksesta. Kuvan 8 mukaisesti vianpaikannin voi mitata vikapaikan jännitteettömän johdon eriste-ominaisuuksien tai vikavirran perusteella. Paikannuksen tulos voidaan lukea paikallisesti tai etänä, ja erotustoimenpide tehdä sen perusteella manuaalisesti, kauko-ohjauksella tai automaattisesti.



Kuva 8. Vianpaikannin ja erotusjärjestys

Vian paikannus, erotus ja ehjän osan palautus jännitteiseksi voidaan tehdä kolmella eri tavalla. Hitaimmasta nopeimpaan järjestettynä nämä toimenpiteet ovat manuaalinen, kauko-ohjaus ja automaattinen. Valitulla menetelmällä vaikuttaa olennaisesti keskeytyksen ajalliseen kesto.

Keskeytysten määrällistä analyysiä varten käytetään hyödyksi komponenttien vikatilastoja. Komponentin ajallista vikaantumistiheyttä kuvataan vikaantumistaajuudella. Jakeluverkossa sopiva tarkastelu-aika vikataajuuksille on yksi vuosi. Tässä vialla tarkoitetaan sellaista vikaa, joka keskeyttää sähkönsiirron. Jakeluverkon säteittäisestä luonteesta johtuen jokainen komponentti, joka toimii siirtotienä, aiheuttaa vikaantumistaan keskeytyksen. Tällöin siirtotien komponenttien vikataajuudet summataan yhteen, jolloin saadaan siirtotien katkaisijan jälkeisen osan aiheuttama ja kokema kokonaiskeskeytysmäärä.



Kuva 9. Siirtotien komponenttien vikataajuus

Kuvassa 9 on m kappaletta siirtotienä toimivia komponentteja ja niiden vikataajuuksia λ_n . Siirtotiellä koettava vuotuinen vikataajuus λ_{kok} saadaan laskettua yhtälöllä (11).

$$\lambda_{kok} = \sum_{n=1}^m \lambda_n \quad (11)$$

Siirtotielle voidaan sijoittaa lisäkatkaisijoita, jolloin ennen lisäkatkaisijaa olevan siirtotien kokema keskeytysmäärä vähenee lisäkatkaisijan jälkeisten vikataajuuksien verran. Lisäkatkaisijan vikataajuus lisätään katkaisijaa edeltävän ja sen jälkeisen siirtotien vikataajuuksiin.

Jakeluverkon muodolla on merkitystä vikatilanteiden haitan pienentämisessä. Verkko voidaan esimerkiksi silmukoida, jolloin vikatilanteissa teho voidaan siirtää varayhteyksien kautta. Tällöin saadaan pienennettyä palautettavan osan keskeytysaikaa. On hyvä huomioida, että täysi silmukointi voi myös nostaa keskeytysmääriä ja keskeytyskustannuksia, sillä lisätty johtopituus altistaa vioille [6].

Verkossa tapahtuvia ja asiakkaiden kokemia keskeytyksiä voidaan tarkastella erilaisten indeksien avulla. Jakeluverkkoalalla käytetään yleensä vakiintuneita IEEE:n standardissa 1366 määriteltyjä indeksejä, joista keskeisimpiä indeksejä ovat SAIFI, SAIDI, CAIDI ja ASAI [7]. Näistä SAIFI kuvaa keskimääräistä keskeytyslukumäärää, jonka määriteltävän alueen asiakas kokee.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Asiakaskeskeytysten lukumäärä alueella}}{\text{Asiakkaiden lukumäärä alueella}} = \frac{\sum_i N_i}{N_T} \quad (12)$$

missä N_i on asiakaskeskeytyksen lukumäärä, jonka keskeytys i aiheutti ja N_T on asiakkaiden lukumäärä indeksoitavalta alueelta. SAIDI kuvaa keskimääräistä keskeytysaikaa, jonka alueen asiakas kokee.

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_i \text{Asiakaskeskeytysten kesto alueella}}{\text{Asiakkaiden lukumäärä alueella}} = \frac{\sum_i r_i N_i}{N_T} \quad (13)$$

missä r_i on keskeytyksen i kesto aika. CAIDI kuvaa keskimääräistä keskeytysaikaa, jonka keskeytyksen kokenut asiakas kokee alueella.

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum_i \text{Asiakaskeskeytysten kesto alueella}}{\text{Asiakaskeskeytysten lukumäärä alueella}} = \frac{\sum_i r_i N_i}{\sum_i N_i} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{SAIFI}} \quad (14)$$

ASAI kuvaa keskimääräistä käytettävyyttä, joka alueen asiakkaalla on.

$$\begin{aligned} \text{ASAI} &= \frac{\text{Asiakkaiden tehontarpeen keskeytymätön aika alueella}}{\text{Asiakkaiden tehontarpeen kokonaisaika}} \\ &= \frac{N_T T - \sum_i r_i N_i}{N_T T} \end{aligned} \quad (15)$$

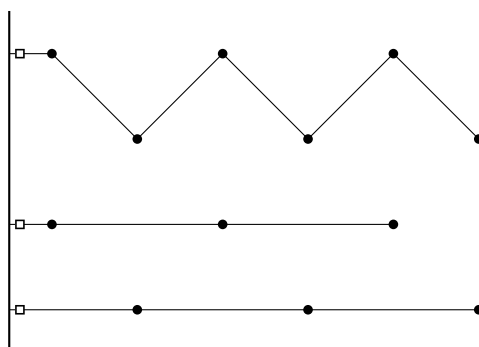
missä T on tuntien lukumäärä vuodessa. Karkausvuonna tunteja on enemmän.

Jakeluverkkoyhtiö voi määritellä omat tavoitteet indekseille. CAIDI:n käytölle on esitetty kritiikkiä lähteessä [8, s. 58–59]. Kritiikin perusta nähdään tarkastelemalla yhtälöä (14). Huomataan, että CAIDI voi nousta vaikka keskeytysmäärät ja -ajat pienentyisivät molemmat. Tällainen tilanne syntyy, kun SAIDI pienenee hitaammin kuin SAIFI. Tästä johtuen kyseisessä lähteessä suositellaan SAIFI:n ja SAIDI:n käyttämistä, sillä ne kuvaavat paremmin saavutettuja parannuksia. Samassa lähteessä esitetään SAIDI:n ja SAIFI:n käytössä ongelmaksi, että ne suosivat vikojen vähentämistä enemmän alueelta, jossa on paljon asiakkaita ja joilla on jo hyvä käyttövarmuus, kuin harvemmin asutulta alueelta, jossa käyttövarmuus on huono.

Valitun indeksin tarkastelu vaikuttaa siihen, minkälaisia investointeja verkkoon kannattaa tehdä. Tarkasteltavan indeksin vertailua on tehty esimerkiksi viitteessä [9], josta nähdään, että etsittäessä optimaalista lisäkatkaisijan kohtaa johdolta, määräytyy optimaalinen kohta siitä, mitä indeksiä tarkastellaan.

Indeksien tarkastelua on syytä vertailla kustannusten suhteen. Viitteessä [9] nähdään tapaus, jossa SAIDI paranee kahdella eri katkaisijan sijainnilla saman verran, mutta toisessa näistä sijainneista keskeytyskustannukset pienentyvät 30 prosenttiyksikköä enemmän kuin toisessa. Toisessa viitteen tapauksessa keskeytyskustannukset voivat olla kahdella eri kauko-ohjattavan erottimen sijainnilla hyvin lähellä minimiä, mutta SAIDI on toisessa jopa 35 prosenttiyksikköä pienempi. Viitteessä havaittiin myös se, että perinteisten keskeytysindeksien korrelaatio keskeytyskustannuksiin oli vähäisempi, kun verkossa oli eri keskeytyskustannuksiin liittyviä asiakasryhmiä.

Keskeytysmääriin ja -aikoihin voidaan vaikuttaa verkon mallilla. Kulutuspisteitä voidaan jaotella eri lähtöihin tai kaksi lähtöä voidaan yhdistää reserviyhteydellä. Johtolähtöjen lisääminen voi lisätä johtomäärää ja siten vikojen määrää, mutta keskeytyksen sattumassa pienempi osa asiakkaista kokee keskeytyksen.

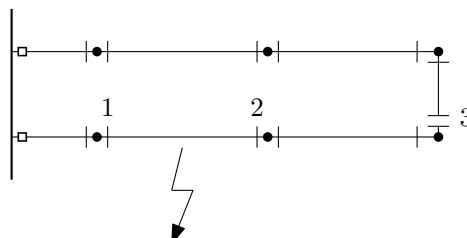


Kuva 10. Asiakkaiden jakaminen eri lähtöihin

Kuvassa 10 vertaillaan kahta tapaa kytkeä samat kulutuspisteet säteittäisesti. Ylemmänä yksi lähtö syöttää kulutuspisteitä ja alemmassa samat kulutuspisteet on jaettu kahdelle lähdölle. Alimpiin lähtöihin käytettyä johtoa on 32 % enemmän kuin ylemmässä. Vikataajuuden ollessa pituusyksikköä kohden sama, kokee ylimpään lähtöön

kytketty asiakas 68 % enemmän keskeytyksiä kuin keskimmäiseen lähtöön kytketty asiakas ja 38 % enemmän kuin alimpaan lähtöön kytketty asiakas.

Reserviyhteyskin pidentää johtopituutta, mutta keskeytysaika lyhenee, kun keskeytyksen kokeneet asiakkaat saadaan kytkettyä varayhteydellä. Kuvassa 11 alemman lähdön asiakkaat kokevat keskeytyksen, joka päättyy, kun erottimet 1 ja 2 avataan, ja erotin 3 ja alempi katkaisija suljetaan. Näin vian jälkeisillä johto-osuuksilla olevien asiakkaiden ei tarvitse odottaa korjausajan verran sähköjen palautusta.



Kuva 11. Vian jälkeinen erotus ja palautus

Vikatapahtumien tilastoinnilla ja analysoinnilla voidaan auttaa parantamaan verkon käyttövarmuutta. Tutkimalla ja tilastoimalla viat mahdollisimman tarkasti saadaan arvokasta tietoa syistä, jotka aiheuttavat vikoja. Näin päästään lähemmäksi todellisia vikatapahtumia ja havaitaan oman verkon ongelmallisia kohteita. Viitteessä [10] on esitelty tapoja, miten vikataajuuden voi arvioida kerättyjen keskeytystietojen avulla. Kaapeleiden vikataajuuden määrittämistä tilastoista on esitelty viitteessä [11].

Käyttämällä koko alan määrittämiä vikatilastoja voidaan poiketa tarkasteltavan verkko-yhtiön todellisista vikatilastoista moninkertaisesti [12]. Muut alan toimijat voivat käyttää muun muassa erilaisia asennusympäristöjä ja -tapoja, saman komponentin eri valmistajia ja epätarkkoja vikojen tilastointimenetelmiä.

Löytämällä tilastollisesti merkittäviä ongelmakohtia voidaan tehdä kohdennettuja korjaavia investointeja. Samoin käyttövarmuuteen liittyviä indeksejä voidaan parantaa kustannustehokkaasti kohdistamalla investointeja sellaisiin parannustoimiin, joissa on paras hyödyn ja kustannusten suhde.

4 Jakeluverkon taloudellinen mitoitus

4.1 Kokonaiskustannusten muodostuminen

Sen jälkeen, kun jakeluverkon tekniset kriteerit on määritelty, voidaan niiden puitteissa suunnitella verkkoja ja etsiä kokonaiskustannuksiltaan edullisin verkon malli. Sellaiset mallit, jotka eivät täytä teknisiä kriteerejä, on hylättävä. Kustannusten kannalta optimaalisin verkkomalli löydetään listaamalla kaikki sallitut verkon toteutusmahdollisuudet ja valitsemalla niistä edullisin.

Jakeluverkon kokonaiskustannukset voidaan jakaa neljään erikseen määriteltävään kustannuskomponenttiin. Edullisimman ratkaisun löytäminen tarkoittaa näiden kustannuskomponenttien summan minimoimista. Minimointitehtävä voidaan esittää yhtälön (16) mukaisessa matemaattisessa muodossa [1, s. 63].

$$\min \sum_{t=1}^T [K_{inv}(t) + K_{häv}(t) + K_{kun}(t) + K_{kesk}(t)] \quad (16)$$

missä T on tarkasteltavan ajanjakson pituus vuosina, ja $K_{inv}(t)$, $K_{häv}(t)$, $K_{kun}(t)$ ja $K_{kesk}(t)$ ovat investointi-, häviö-, kunnossapito- ja keskeytyskustannukset vuonna t samassa järjestyksessä.

4.2 Regulaation vaikutus

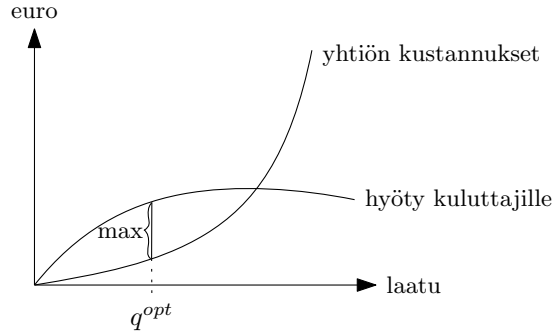
Jakeluverkkoyhtiöt ovat luonnollisia monopoleja, minkä takia niiden toimintaa säädelään. Sääntelyn perustarkoitus on maksimoida yhteiskunnallinen hyöty [13].

Jakeluverkkoyhtiö ei välttämättä aina pyri minimoimaan toteutuvia kokonaiskustannuksia, vaan sen toimintaa voi ohjata sääntelyn mahdollistama tuotto. Kun verkon optimointia tehdään mahdollisimman suuren tuoton näkökulmasta, otetaan optimoitavaan funktioon mukaan regulaation mahdollistamat kannustintekijät, joita pyritään maksimoimaan mahdollisimman vähin kustannuksin [14].

Verkkoyhtiöllä voi olla strategiana minimoida asiakkaalta perittävät maksut, verkkoyhtiön kokonaiskustannukset, asiakkaan ja verkkoyhtiön kustannusten summa eli yhteiskunnalliset kustannukset, tai maksimoida oma voitto. Vertailussa on havaittu, että maksimoitaessa verkkoyhtiön omaa tuottoa sen kokonaiskustannukset ja asiakkailta peritty maksu voivat nousta korkeammaksi kuin minimoitaessa verkon kokonaiskustannuksia [14]. Tämä johtuu siitä, että kannustimet tuottavat verkkoyhtiölle paremmin, kun tehdään verkkoa parantavia kustannukseltaan suurempia investointeja.

Vaarana verkkoyhtiön omaa tuottoa maksimoitaessa voi olla se, että yhtiön kustannukset nousevat verkon parannuksissa suuremmaksi kuin siitä syntyvä hyöty kuluttajille. Kuvassa 12 verkon laadun optimikohta on esitetty suurella q_{opt} , joka

on kuluttajille laadusta saatavan hyödyn ja yhtiön laadun saavuttamisesta aiheutuvien kustannusten erotuksen maksimi. Hyvällä regulaatiomallilla pyritään ajamaan toimintaa kohti optimaalista laatua tarkastelemalla hyötyjä ja kustannuksia mallin ottaessa huomioon myös huonojen valintojen ja moraalikadon yhteiskunnalliset kustannukset [13].



Kuva 12. Yhteiskunnallisesti optimaalinen kohta verkon laadun ja sen aiheuttamien kustannusten ja hyötyjen kannalta [13]

Energiavirasto julkaisee Suomessa käytössä olevat kannustimet ja valvontamenetelmät [15]. Osa kannustimista perustuu Energiaviraston julkaisemiin verkkokomponenttien yksikköhintoihin. Kannustimien tarkoitus on saada verkkoyhtiöt kehittämään verkkoa, jolloin kokonaiskustannukset voivat nousta, mutta toisaalta yhtiö saa parempaa tuottoa investoinneilleen hyödyntämällä näitä kannustimia mahdollisimman tehokkaasti.

Yhtiön tuoton maksimointia voidaan mallintaa yhtälöllä (17), missä Sallittu tuotto(t) on regulaation määrittämä ja Todelliset kustannukset(t) on verkon todelliset kokonaiskustannukset [14].

$$\int_{t=0}^T [\text{Sallittu tuotto}(t) - \text{Todelliset kustannukset}(t)] dt \quad (17)$$

Sallittu tuotto koostuu monesta eri regulaatiomallin määrittämästä kannustintekijästä. Nykyisessä regulaatiomallissa yhtiön tuoton maksimointiyhtälö (17) voidaan karkeasti esittää yhtälön (18) mukaisessa muodossa [14].

$$\int_{t=0}^T [(D_{pt}(t) + D_{tp}(t) + D_{opex}(t) + D_{kesk}(t)) - (K_{inv}(t) + K_{häv}(t) + K_{kun}(t) + K_{kesk}(t))] dt \quad (18)$$

missä $D_{pt}(t)$, $D_{tp}(t)$, $D_{opex}(t)$ ja $D_{kesk}(t)$ ovat samassa järjestyksessä vuosittainen hyväksyttävä pääoman tuotto, vuosittaiset kohtuulliset tasapoistot, vuosittaiset kohtuulliset operatiiviset kustannukset ja vuosittainen vertailutaso asiakkaiden keskeytuskustannuksille. Operatiiviset kustannukset sisältävät häviö-, huolto- ja korjauskustannukset.

Vuosittainen hyväksytty pääoman tuotto on yhtälön (19) mukainen, missä laitteiden jälleenhankinta-arvot (JHA) ja pääoman kohtuullinen tuottoaste WACC saadaan voimassa olevasta regulaatiomallista [15].

$$D_{pt} = \text{JHA} \left(1 - \frac{\text{ikä}}{\text{pitoaika}} \right) \text{WACC} \quad (19)$$

Kohtuullinen vuosittainen tasapoisto saadaan yhtälöllä (20) laitteiden jälleenhankinta-arvon ja teknistaloudellisen eliniän avulla [15].

$$D_{tp} = \frac{\text{JHA}}{\text{pitoaika}} \quad (20)$$

Nykyisellä neljännellä valvontajaksolla operatiivisten kustannusten vertailutaso lasketaan varjohintojen perusteella ja se on hankalampi määritellä tietylle osalle verkkoa. Energiavirasto laskee tehokkuusrintaman ja tehostamistavoitteen verkkoyhtiöille. Vertailutaso saadaan yhtälön (21) avulla [15].

$$D_{opex} = \hat{IR}^{\text{StoNED}}(x_t, y_t) \exp(\hat{\delta}' z_t) (1 - X_{2016-2019})^{t-2012} \quad (21)$$

missä $\hat{IR}^{\text{StoNED}}(x_t, y_t)$ on tehokkuusrintama, x_t on yhtiön vuoden t kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset, y_t on yhtiön siirretty energia, verkkopituus, käyttäjämäärä, KAH ja JHA vuonna t , δ on L/K eli liittymät/käyttöpaikat-suhdeluvun kulmakerroin, z_t on L/K-suhdeluku vuonna t ja X on tehostamistavoite.

Keskijännitejakeluverkon keskeytyskustannusten vertailutaso nykyiselle neljännelle valvontajaksolle on kahdeksan edellisen vuoden toteutuneiden keskeytyskustannusten keskiarvo. Vertailutasoa korjataan vuosittain siirretyn energian avulla. Laskenta tehdään yhtälön (22) mukaisesti, missä E_k ja E_t ovat vuonna k ja vuonna t siirretyn energian määrä, ja $K_{kesk,KJ}$ keskijänniteverkon keskeytyskustannukset. Vuosittaiset keskeytyskustannukset on jokaiselta vuodelta t muutettava nykyhinnoiksi käyttäen kyseisen vuoden kuluttajahintaindeksiä. [15]

$$D_{kesk,k}(t) = \frac{\sum_{t=2008}^{2015} K_{kesk,KJ}(t) \frac{E_k}{E_t}}{8} \quad (22)$$

Seuraavalle eli viidennelle valvontajaksolle mukaan otetaan myös suurjänniteverkon keskeytyskustannukset, jolloin jakeluverkon keskeytyskustannusten vertailutaso on keskijänniteverkon ja suurjänniteverkon keskeytyskustannusten summa. Vertailutaso viidennelle valvontajaksolle lasketaan yhtälöllä (23), missä $K_{kesk,SJ}$ on suurjänniteverkon keskeytyskustannukset [15].

$$D_{kesk,k}(t) = \frac{\sum_{t=2012}^{2019} K_{kesk,KJ}(t) \frac{E_k}{E_t}}{8} + \frac{\sum_{t=2013}^{2019} K_{kesk,SJ}(t) \frac{E_k}{E_t}}{7} \quad (23)$$

Regulaatiomallin valvontajakso kestää neljä vuotta kerrallaan. Viime valvontamallista poiketen nykyään keskeytyskustannukset ovat mukana täysipainoisesti, kun ennen

ne olivat puolella painoarvolla. Tulevien valvontamallien muotoa on hankala ennustaa varmistuneita valvontajaksoa pidemmälle, joten pitkän aikavälin tarkastelut, jotka perustuvat valvontamalliin, ovat hankalampia kuin todellisten kustannusten tarkastelut.

4.3 Investointikustannukset

Investointi on kertaluontoinen ja yleensä tarkasteltavan ajanjakson ensimmäisenä vuonna toteutuva kustannus, joka mahdollistaa laitteen hankinnan. Investoinneilla voidaan vaikuttaa häviö-, kunnossapito- ja keskeytyskustannuksiin, ja juuri siksi on tärkeä tutkia erilaisten investointivaihtoehtojen kannattavuutta.

Investointikustannuksen kannattavuutta voidaan vertailla eri investointien teknistä taloudellisen pitoajan määrittämällä ajalla. Mitä lyhyempi on tarkastelujakso, sitä merkittävämpi on investointikustannus suhteessa muihin kustannuksiin. Alussa, kun investointi on tehty, ainoa kustannus on investointikustannus. Vasta tämän jälkeen alkaa realisoitua muut kustannukset, joita hankittu laitteisto aiheuttaa.

Investoinnin hinta voidaan myös jakaa vuosittaisiksi tasaeräisiksi maksuiksi. Tällä tavoin voidaan kätevästi vertailla eri investointeja keskenään, jos niillä on eri pitoaika [8, s. 322]. Vuotuiseen tasaerään voidaan sisällyttää muita vuotuisia kustannuksia, kuten vakuutusmaksuja, vähennyksiä ja pääoman kustannuksia. Tällainen tapa voi olla lähempänä todellisuutta kuin laitteen pelkän ostohinnan käyttäminen kertaluontoisena investointikustannuksena ensimmäisenä vuonna.

Alun investointi $K_{inv,0}$ voidaan jakaa tasaeräisiksi vuosittaisiksi maksueriksi $K_{inv,a}$ yhtälöllä (24), missä n on vuosien lukumäärä ja p korkokerroin [3, s. 326].

$$K_{inv,a} = K_{inv,0} \frac{p(1+p)^n}{(1+p)^n - 1} \quad (24)$$

Vuotuinen maksuerä vastaa sitä määrää rahaa, joka vaaditaan pääoman kuolettamiseen aikajakson n aikana. Jos tehtävän investoinnin vuotuinen maksuerä on pienempi kuin saavutettu vuotuinen säästö, voidaan investointia pitää kannattavana. [1, s. 43]

Vuonna t tehdyn investoinnin $K_{inv,t}$ nykyarvo $K_{inv,0}$ voidaan laskea yhtälöllä (25), missä p on vuotuinen korkotaso.

$$K_{inv,0} = \frac{K_{inv,t}}{(1+p)^t} \quad (25)$$

Energiavirasto on määrittänyt regulaatiomalliin laitekohtaisia yksikköhintoja. Taulukossa 1 on muutamia keskeisiä kaupungin keskijänniteverkkoon liittyviä yksikköhintoja vuosille 2016–2023.

Esimerkiksi Helsingin Sähköverkko Oy:ssä käytetään yleisesti 240 mm² kaapelia ja 2-kiskojärjestelmää. Kaivuolosuhteet ovat yleensä erittäin vaikeita etenkin kantakaupungissa.

Taulukko 1. Energiaviraston määrittämiä yksikköhintoja keskiännitelaitteille

	Hinta (€/m tai €/kpl)
Maakaapeli 240 mm ²	39
Kaapelioja - helppo olosuhde	10,7
Kaapelioja - tavallinen olosuhde	24,2
Kaapelioja - vaikea olosuhde	77,2
Kaapelioja - erittäin vaikea olosuhde	151,2
Maakaapelin haaroituskaappi	3 400
Maakaapelin jatkos	1 700
Maakaapelin kojeistopääte	1 100
2-kiskokojeiston lähtökenttä - kaasueristeinen	41 300
2-kiskokojeiston lähtökenttä - ilmaeristeinen	34 600
Katkaisija	12 600
Kentän suojaus- ja automaatiolaitteisto	7 900
Tiedonsiirtolaitteisto	4 800
Kauko-ohjauslaitteisto	3 100
Vianindikointilaitteisto	1 200

4.4 Häviökustannukset

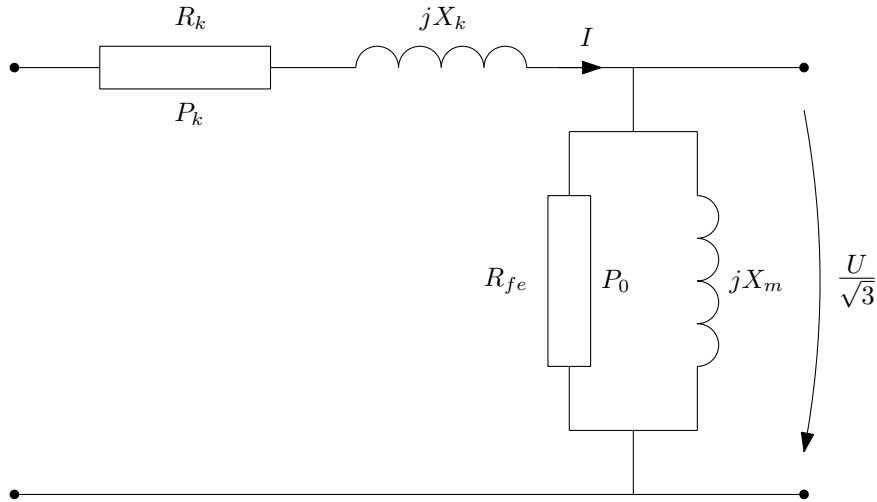
Sähköasemalta lähdettäessä keskiänniteverkon pääkomponentteja ovat johdot, kytkinlaitteet ja jakelumuuntajat. Kaikissa näissä komponenteissa syntyy häviöitä. Käytännössä erilaisten kytkinlaitteiden häviöt ovat niin pieniä, ettei niitä oteta kustannusanalyysiin mukaan. Jakelumuuntajien ja johtojen häviöt ovat kuitenkin merkittäviä ja otetaan tarkasteluun. Sähköaseman päämuuntajat pyritään kuormittamaan tasaisesti lähtöjen ryhmittelyllä, joten verkon muodolla ei voida merkittävästi vaikuttaa päämuuntajan häviöihin.

Jakelumuuntajalla on tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöitä. Tyhjäkäyntihäviöt ovat kuormitusvirrasta riippumattomia ja syntyvät aina, kun muuntaja on jännitteinen. Kuormitushäviöt ovat neliöllisesti riippuvaisia kuormitusvirrasta. Muuntajan sijaiskytkentä kuvassa 13 havainnollistaa syntyviä häviökomponentteja.

Muuntajien tyhjäkäyntihäviöitä P_0 voidaan laskea yhtälöllä (26), missä U on liitinjännite ja R_{fe} on rautahäviöitä vastaava resistanssi, ja virtalämpöhäviöt P_k yhtälöllä (27), missä I on muuntajan pitkittäisresistanssin läpi kulkeva virta ja R_k on muuntajan pitkittäisresistanssi [4, s. 33–34]. Yleensä muuntajan kilvessä on ilmoitettu nimelliskuormitushäviö P_{kN} , jolloin voidaan käyttää myös yhtälöä (28), missä S on muuntajan hetkellinen kuormitus ja S_N muuntajan nimelliskuormitus [1, s. 34].

$$P_0 = \frac{U^2}{R_{fe}} \quad (26)$$

$$P_k = 3I^2 R_k \quad (27)$$



Kuva 13. Muuntajan sijaiskytkentä

$$P_k = P_{kN} \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 \quad (28)$$

Johdon kuormitushäviö lasketaan johdon pitkittäisresistanssin avulla yhtälöä (27) hyödyntäen. Virtakomponenttia $I^2 = I_p^2 + I_q^2$ voidaan pienentää pienentämällä loisvirrat komponenttia I_q , jolloin tarkoitetaan lähinnä loistehon kompensointia. Loistehon kompensointi tehdään kondensaattoreilla, jos kuorman induktiivinen kuorma antaa sille aiheutta. Kaapelilla on luonnostaan jonkin verran poikittaiskapasitanssia, joten tyhjäkäyvä kaapeli on kapasitiivisen loisvirran lähde. Pitkittäisinduktanssin merkitys kasvaa, mitä enemmän kaapelia kuormitetaan.

Komponentin i häviöenergia E ajalta T voidaan laskea yhtälöllä (29), missä $P_i(t)$ on komponentin hetkellinen tehohäviö.

$$E = \int_0^T P_i(t) dt \quad (29)$$

Jakelumuuntajan tyhjäkäyntiteho ei riipu kuormitusvirrasta, joten sen ajasta riippuvaa tyhjäkäyntihäviötä $P_0(t)$ voidaan pitää lähes vakiona. Tyhjäkäyntienergia E_0 voidaan siten laskea yhtälön (30) mukaisesti, missä T on se tuntimäärä vuodessa, minkä muuntaja on jännitteinen.

$$E_0 = P_0 T \quad (30)$$

Muuntajan ja johdon kuormitushäviö $P_k(t)$ puolestaan vaihtelee neliöllisesti kuormitusvirran mukaan, jolloin häviöenergiaa ei voida laskea suoraan keskimääräisen kuormitusvirran avulla. Kuormitushäviöiden vuosittainen häviöenergia saadaan summaamalla vuoden jokaiselta tunnilta mitattu häviöteho.

Vaihtoehtoisesti kuormitushäviöiden energia E_k voidaan laskea käyttämällä häviökerrointa α_k ja huippuhäviötehoa \widehat{P}_k yhtälön (31) mukaisesti. Huippuhäviöteho \widehat{P}_k saadaan huippukuormituksen aikaisen virran ja pitkittäisresistanssin avulla yhtälön (27) mukaisesti. Häviökerroin α_k kuvaa keskimääräisen häviötehon $P_{k,avg}$ ja huippuhäviötehon suhdetta. Yleistä on myös käyttää huippuhäviötehoa ja häviöiden huipunkäyttöaikaa, joiden tulosta saadaan kuormitushäviöiden vuosienenergia.

$$E_k = \alpha_k \widehat{P}_k T \quad (31)$$

$$\alpha_k = \frac{P_{k,avg}}{\widehat{P}_k} \quad (32)$$

Häviökerroin α_k saadaan empiirisesti määritetyn yhtälön (33) avulla hyödyntäen kuormituskerrointa β [3, s. 96]. Yhtälössä on käytetty vakion arvona 0,15, mutta todellisuudessa se on kuormituskäyrän vaihtelusta riippuvainen. Vakion tarkempi määrittäminen on mahdollista, ja sen määrittämistä ja merkitystä on esitelty esimerkiksi viitteessä [16]. Kuormituskerroin β kuvaa mitatun aikavälin keskimääräisen kuorman $P_{load,avg}$ ja huippukuorman \widehat{P}_{load} suhdetta.

$$\alpha_k = 0,15\beta + (1 - 0,15)\beta^2 \quad (33)$$

$$\beta = \frac{P_{load,avg}}{\widehat{P}_{load}} \quad (34)$$

Tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöiden kustannukset lasketaan erikseen ja summataan vasta niiden kapitalisointien jälkeen yhteen. Tämä johtuu siitä, että kustannuksilla on erilainen kapitalisointikerroin. Häviöiden aiheuttama vuosittainen kustannus $K_{häv}$ saadaan yhtälöllä (35), missä k_e on energiayksikön kustannus ja E on tilanteesta riippuen tyhjäkäyntihäviöiden energia tai kuormitushäviöiden energia.

$$K_{häv} = k_e E \quad (35)$$

Tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöille on kustannuslaskennassa käytettävä eri kapitalisointikertoimia κ johtuen siitä, että kuormitushäviöt riippuvat kuormitusvirrasta neliöllisesti, kun taas muuntajan tyhjäkäyntihäviöt eivät muutu kuormitusten vaihtuessa.

Tyhjäkäyntihäviön kapitalisointikerroin κ_0 lasketaan yhtälöllä (36) hyödyntäen yhtälöä (37) [1, s. 42].

$$\kappa_0 = \psi_0 \frac{\psi_0^T - 1}{\psi_0 - 1} \quad (36)$$

missä

$$\psi_0 = \frac{1}{1 + p/100} \quad (37)$$

ja T on tarkasteluaika vuosina ja p on vuosittainen korkotaso prosentteina. Kuormitushäviöiden kapitalisointikerroin κ_k lasketaan muuten samoin, mutta nyt kuormitusten vuosimuutos r vaikuttaa neliöllisesti häviöihin, joten yhtälössä (36) käytetään termin ψ_0 tilalla termiä ψ_k , joka on yhtälön (38) mukainen [1, s. 42].

$$\psi_k = \frac{(1 + r/100)^2}{1 + p/100} \quad (38)$$

Vuosittaiset häviökustannukset tarkasteltavalta ajanjaksolta T saadaan diskontattua nykyhetkeen yhtälöllä (39), missä $K_{häv}$ on ensimmäisen vuoden häviökustannus tyhjäkäynti- tai kuormitushäviöille ja κ on tyhjäkäynti- tai kuormitushäviöiden kapitalisointikerroin.

$$K_{T,häv} = \kappa K_{häv} \quad (39)$$

Muuntajan tyhjäkäyntihäviökustannus on yhtälön (40) mukainen. Muuntajan ja johdon kuormitushäviökustannus on yhtälön (41) mukainen.

$$K_{T,0,häv} = \kappa_0 k_e E_0 \quad (40)$$

$$K_{T,k,häv} = \kappa_k k_e E_k \quad (41)$$

4.5 Kunnossapitokustannukset

Kunnossapitokustannusten määrittäminen etukäteen on hankalampaa. Kirjallisuudessa on käytetty esimerkiksi menetelmää, joka perustuu investointikustannuksiin. Investointikustannus muutetaan vuotuisiksi tasaeriksi, jonka jälkeen tasaerästä lasketaan prosenttiosuus, ja se on vuotuinen huoltokustannus.

Kaapelin vuotuisia korjauskustannuksia voidaan arvioida yhtälöllä (42).

$$K_{korj} = \lambda l (k_{tarv} + k_{työ} T_{korj}) \quad (42)$$

missä λ on kaapelin vikataajuus, l on kaapelin pituus, k_{tarv} on kaapelin korjaukseen tarvittavat investoinnit, kuten kaivu ja kaapelijatkot, $k_{työ}$ on kaapelin korjaukseen tarvittavan työn yksikköhinta ja T_{korj} kaapelin korjaukseen kuluva aika.

4.6 Keskeytyskustannukset

Keskeytyskustannukset ohjaavat verkkoyhtiön suunnitteluperiaatteita merkittävästi. Jos verkko suunnitellaan vain mahdollisimman pienillä investointikustannuksilla, kokonaiskustannukset voivat nousta huomattavan suuriksi johtuen keskeytyskustannuksista [5]. Keskeytysmäärien ja -aikojen pienentäminen vaatii yleensä investointeja laitekantaan, mistä johtuvat suuremmat investointikustannukset.

Asiakkaan j keskeytyksistä aiheutuneet kustannukset lasketaan yhtälöllä (43).

$$K_{kesk,j} = \lambda_j P_j (a_j + b_j t_j) \quad (43)$$

missä λ_j on asiakkaan j kokema keskeytysten määrä vuodessa, P_j on keskeytysteho, t_j on keskeytyksen kesto aika, a_j ja b_j ovat asiakkaan j keskeytyskustannuskomponentit yksiköltään (€/kW/vika) ja (€/kWh) samassa järjestyksessä. Jos keskeytysteho P_j on huipputeho, niin a_j ja b_j ovat huipputeholle painotettuja arvoja. Jos keskeytysteho on keskimääräinen teho, silloin a_j ja b_j ovat keskimääräiselle teholle painotettuja arvoja. Energiaviraston julkaisemat keskeytyskustannusten yksikköhinnat on esitetty taulukossa 2.

Taulukko 2. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinnat vuoden 2005 rahan arvossa

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		AJK	PJK
a	b	a	b	a	a
€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
1,1	11	0,5	6,8	1,1	0,55

Keskeytyskustannukset riippuvat verkon mallista ja sen asiakastyypeistä. Asiakastyypeillä tarkoitetaan tässä vain kuormitusten suuruutta, sillä Suomessa Energiaviraston mallissa käytetään vain yksiä keskeytysten yksikköhintoja asiakastyypistä riippumatta. Keskeytysmäärään vaikutetaan komponenttien valinnoilla, johtopituudella ja olosuhteilla. Keskeytysaikaan vaikutetaan vian paikannukseen, erotukseen ja korjaukseen kuluvalle ajalla ja vian erotuksen jälkeisen varayhteyden kytkemiseen kuluvalle ajalla. Automaatiolla ja kauko-ohjauksella voidaan lyhentää varsinkin keskeytyspituuksia. Ennakoiva kunnossapito ja oikein ajoitetut uudistukset ovat myös tärkeitä keskeytysten ehkäisykeinoja olemassa olevan verkon osalta.

Pitkällä ajalla muodostuvia keskeytyskustannuksia voidaan vertailla diskonttaamalla vuotuiset keskeytyskustannukset nykyhetkeen. Asiakkaan tehon muuttuessa r prosenttia vuodessa ja korkotason ollessa p , saadaan koko tarkasteluajan T keskeytyskustannukset nykyarvona yhtälöä (44) hyödyntäen [1, s. 42].

$$K_{kesk,T} = \kappa_{kesk} K_{kesk,j} = \psi_{kesk} \frac{\psi_{kesk}^T - 1}{\psi_{kesk} - 1} K_{kesk,j} \quad (44)$$

missä κ_{kesk} on keskeytyskustannusten kapitalisointikerroin ja $K_{kesk,j}$ on ensimmäisen vuoden keskeytyskustannukset ja

$$\psi_{kesk} = \frac{1 + r/100}{1 + p/100} \quad (45)$$

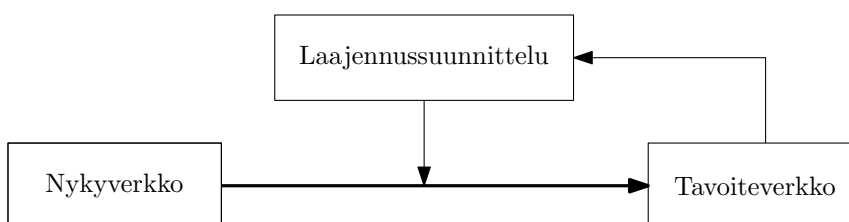
5 Jakeluverkon suunnittelu

5.1 Pitkän aikavälin suunnittelu

Jakeluverkon suunnittelutehtävässä tarkoituksena on löytää sähköverkkoratkaisu, joka on turvallinen, tehokas ja käyttövarma taloudellisimmalla mahdollisella ratkaisulla. Verkon mallilla pyritään ensisijaisesti palvelemaan asiakkaiden tehontarvetta samalla, kun mallin valinta määrää olennaisesti verkossa koetut keskeytykset, syntyvät häviöt, kunnossapitokustannukset ja tarvittavat alku- ja lisäinvestoinnit.

Jakeluverkon käyttöiästä johtuen suunnittelun tulee olla pitkäjänteistä. Koska suunnittelu on pitkäjänteistä, täytyy erilaisia tulevaisuuden skenaarioita ottaa huomioon, sillä tulevaisuuden kuva riippuu monesta tekijästä, joista ei vielä suunnitteluhetkellä ole varmaa tietoa. Tulevaisuuden epävarmuustekijöitä ovat muun muassa tehontarve, ympäristön vaikutukset, energian ja raaka-aineiden hinta, laitteiden vikaantuminen, teknologian kehittyminen, poliittiset päätökset ja regulaatio. Vaikka teknologian kehittymisellä ei itsessään ole haitallista vaikutusta verkon rakenteeseen vaan pikemminkin päinvastoin, saattaa se kuitenkin vaikuttaa ihmisten kollektiiviseen käyttäytymiseen, poliittisiin päätöksiin ja regulaatioon, ja siten verkon suunnitteluun. Tällainen teknologiaan liittyvä skenaario voi olla esimerkiksi sähköautojen, hajautetun tuotannon ja energiavarastojen yleistyminen.

Jakeluverkon pitkän aikavälin suunnittelutehtävä, jossa pyritään tavoiteverkkoon, voidaan karkeasti jakaa kahteen vaiheeseen: pitkän tähtäimen suunnitelman luomiseen ja laajennussuunnitteluun. Pitkän tähtäimen suunnitelmassa luodaan tavoiteverkko eli kustannustehokkain teoreettinen verkkomalli annetuilla kuormituksilla ottamatta huomioon olemassa olevaa verkon mallia. Suunnitelma voidaan tehdä eri tulevaisuuden skenaarioita ja haluttuja suunnitteluperiaatteita käyttäen. Laajennussuunnitteluvaiheessa otetaan olemassa oleva verkko huomioon, ja siitä pyritään kustannustehokkain muutoksin siirtymään pitkän tähtäimen suunnittelussa muodostettuun tavoiteverkkoon. Osa olemassa olevasta verkosta voi olla päällekkäinen tavoiteverkon kanssa, ja mitä enemmän päällekkäisyyttä on, sitä vähemmän muutostöitä tarvitaan.

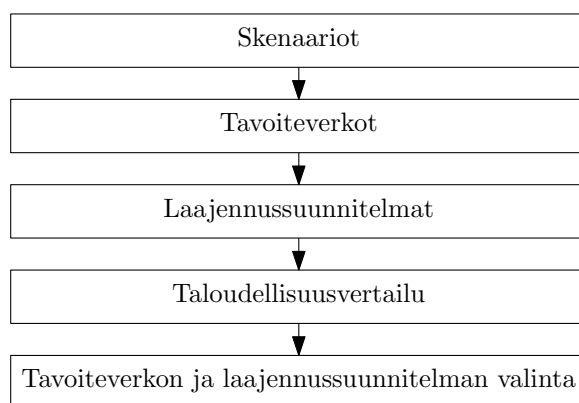


Kuva 14. Nykyverkosta edetään tavoiteverkkoon laajennussuunnitelmien mukaisesti

Tavoiteverkkoajattelulla voidaan saavuttaa taloudellista hyötyä [17]. Aikaisemmin on vertailtu olemassa olevia 110 kV:n suurjännitteisiä verkkoja tavoiteverkkoon, jolloin kustannusten on huomattu olevan 10–30 % pienemmät kuin olemassa olevan verkon kustannukset [18]. Samoin 110 kV:n suurjännitteellä, kun on tarkasteltu siirtymistä

olemassa olevasta verkosta tavoiteverkkoon 40 vuoden tähtäimellä, on saavutettu noin 20 % edullisempi verkko nykyarvoon diskontattuna verrattuna siihen, että jatkettaisiin olemassa olevan verkkomallin käyttämistä [19]. Toisessa tutkimuksessa, jossa otettiin huomioon 110 kV:n lisäksi myös 20 kV:n jännitetaso, ei saavutettu tavoiteverkkoa 25 vuoden aikana, mutta vuosikustannukset olivat 15 % pienemmät kuin olemassa olevalla verkolla [20]. Yksi huomion arvoinen seikka viitteessä [19] oli, että optimaalisin teoreettinen tavoiteverkko, joka muodostetaan ilman tietoa olemassa olevasta verkosta, ei välttämättä tarkoita kustannustehokkainta ratkaisua, kun laajennusinvestoinnit nykyisestä verkosta kohti optimaalisinta tavoiteverkkoa on otettava huomioon. Tästä syystä laajennussuunnitteluvaihe on kustannustehokkuuden kannalta tärkeä ja tavoiteverkkoja kannattaa ottaa useampia vertailuun. Jokaisesta tavoiteverkkoa varten luodaan joukko erilaisia laajennussuunnitteluvaihtoehtoja. Näistä kustannustehokkain polku tulee lopussa valituksi.

Tehokkaimman laajennussuunnitelman löytämiseksi vertaillaan nykyverkkoa tavoiteverkkoratkaisuihin ja tarkastellaan, mitä muutoksia tarvitaan, ja miten ne ajoitetaan. Vaikka teoreettisesti optimaalisia tavoiteverkkoja muodostetaan useampia, mikään ei kuitenkaan takaa, että jokin tavoiteverkko saavutettaisiin tai edes olisi taloudellisesti järkevää saavuttaa tarkasteluajan loppuun mennessä. Tällainen esimerkki nähdään viitteessä [21], jossa 110 kV:n suurjännitteellä tavoiteverkkoa ei saavutettu tarkasteluajan lopussa, mutta eteneminen kohti tavoiteverkkoa johti noin 10 % edullisempaan ratkaisuun nykyarvossa, kuin jos oltaisiin pysytty nykyisessä mallissa. Tärkeämpää on pyrkiä kustannustehokkaasti kohti tavoiteverkkoa kuin väkipakoin toteuttaa se.

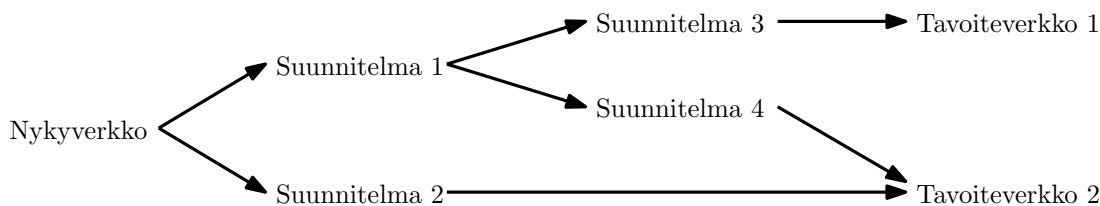


Kuva 15. Tavoiteverkkosuunnittelun etenemisperiaate

Suunnitteluvaiheiden etenemistä on esitetty kuvassa 15. Aluksi kustannustehokkaimmat tavoiteverkot luodaan mahdollisten tulevaisuuden skenaarioiden pohjalta. Tavoiteverkon on täytettävä kaikki tekniset kriteerit ja vaaditut käyttövarmuusperiaatteet. Tämän jälkeen tavoiteverkkoa verrataan olemassa olevaan verkkoon ja luodaan vaihtoehtoja laajennussuunnitelmiksi. Osa laajennussuunnittelun vaiheista voivat olla sellaisia, että ne toteutuvat vasta tietyin ehdoin. Tällainen voi olla esimerkiksi jonkun suuren kulutuspisteen mahdollinen rakentuminen tietyinä ajankohtana. Tällaisessa tilanteessa luodaan kaksi skenaariota: kulutuspiste rakennetaan ja kulutuspistettä ei rakenneta. Kun laajennussuunnittelun vaiheita käydään läpi, on

tärkeää, että myös jokaisessa muutosvaiheessa verkon käyttövarmuus säilyy halutulla tasolla.

Tulevaisuudessa voi tulla mahdollisia valintatilanteita, joiden toteutumisesta ei ole vielä varmuutta, mutta joihin voidaan varautua. Kuvassa 16 on muodostettu kaksi erilaista tavoiteverkkoa ja löydetty näille kolme kustannustehokasta laajennussuunnittelupolkua. Tavoiteverkkoja kohti voidaan edetä suunnitelmasta 1, jolla valmistaudutaan valintatilanteeseen, jossa jompikumpi tulevaisuuden skenaarioista toteutuu, jolloin valitaan jatkosuunnitelmaksi 3 tai 4. Suunnitelmassa 2 mahdollisia valintatilanteita ei ole odotettavissa ja siirrytään suoraan tavoiteverkko 2 kohti.



Kuva 16. Mahdolliset suunnittelupolut eri tavoiteverkoille

Mitä laajempi verkko on kyseessä, sitä haastavampi on suunnittelutehtävä. Tavoiteverkko pyritään luomaan mahdollisimman laajan alueen perusteella, jolloin toisiinsa vaikuttavat tekijät voidaan ottaa tehokkaammin huomioon. Tehtävän laajuuden vuoksi tavoiteverkon muodostamisessa käytetään tietokoneita ja optimointialgoritmeja.

Laajennussuunnitteluvaiheessa voidaan olemassa olevaa verkkoa verrata tavoiteverkkoon hyvin rajoitetullakin alueella. Tällöin suunnittelija näkee suoraan, mitä eroa on nyky- ja tavoiteverkolla, ja voi laskea jopa käsin mahdollisia kustannustehokkaita laajennus- ja muutosvaihtoehtoja. Tällaisen laajennus- tai muutostöimenpiteen voi käytännössä laukaista esimerkiksi olemassa olevan kaapelin kapasiteetin jääminen pieneksi tiettyä ajankohtana, kaapelin teknisen käyttöiän loppuminen tai häviö- ja keskeytyskustannusten pienentäminen toisella johdintyyppillä. Tavoiteverkon saavutettavuutta voidaan arvioida juuri tällaisissa pienissä laajennus- ja muutostarkasteluissa, kun olemassa oleva verkko on otettava huomioon. Mahdollisia hyötyjä ja haittoja on tarkasteltava tapauskohtaisesti ja toteutettava vain ne muutokset kohti tavoiteverkkoa, jotka luovat todellista hyötyä ja sopivat olemassa olevan verkon kanssa yhteen.

Kokonaan toinen tapa suunnitella verkkoa, on heti alusta alkaen ottaa olemassa oleva verkkomalli huomioon ja luoda sen pohjalta laajennussuunnitelma käyttäen myös olemassa olevia verkon johtoja lähtötietoina. Tällöin pitkä tarkastelu-aika jaetaan lyhyempiin osiin ja saadaan jaksotettu muutossuunnitelma uudistuksille ja laajennuksille. Tällainen moniin jaksoihin jaettu suunnittelutehtävä on laskennallisesti raskaampi kuin yhden tavoiteverkon muodostaminen. Siinä ei luoda teoreettista kustannustehokkainta tavoiteverkkoa, vaan verkko pyritään rakentamaan mahdollisimman kustannustehokkaasti olemassa olevasta verkkomallista sellaiseksi, joka palvelee tulevaisuuden tehontarvetta.

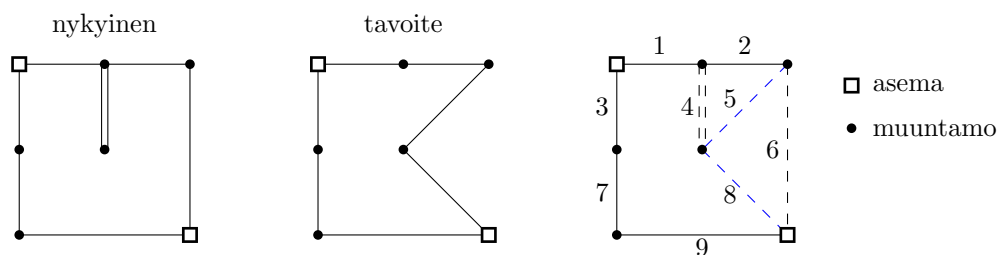
Tässä työssä tarkastellaan menetelmää, jossa luodaan tavoiteverkot ilman tietoa nykyverkon johdoista. Laajennussuunnitelma voidaan luoda tämän jälkeen vertaamalla nykyverkkoa tavoiteverkkoon.

5.2 Laajennussuunnittelu

Olemassa olevasta verkosta siirrytään tavoiteverkkoa kohti laajennussuunnittelun avulla. Laajennussuunnitteluvaiheessa havaitaan kustannuksia tarkastelemalla, onko tavoiteverkkoa kohti eteneminen järkevää.

Suunnitteluperiaatteiden mukaisesti tarkastellaan, mitä jokaisen nykyverkon johdon poistuminen tarkoittaa; esimerkiksi säilykö N-1-periaate. Poistuva johto-osa voidaan korvata joko sillä itsellään tai tavoiteverkon mukaisella ratkaisulla, kumpi tahansa on edullisempi. Jos poisto ei riko suunnitteluperiaatteita, poisto voidaan suorittaa myös ilman korvaamista.

Tarkastelussa kiinnostavimpia johtoja ovat ne, jotka eroavat nyky- ja tavoiteverkossa. Esimerkiksi kuvassa 17 kiinnostavat johdot ovat 4, 5, 6 ja 8. Näistä johto-osat 4 ja 6 kuuluvat nykyiseen verkkoon ja 5 ja 8 kuuluvat tavoiteverkkoon. Tavoiteverkko on optimaalinen verkkomuoto kokonaiskustannusten perusteella.



Kuva 17. Nykyinen verkko ja tavoiteverkko sekä eroavat osuudet katkoviivoitettuna

Laajennussuunnittelun eri vaiheissa verkon on täytettävä tekniset kriteerit ja suunnitteluperiaatteet. Esimerkiksi N-1-periaatteen mukaisesti seuraavat suunnitelmat ovat kuvassa 17 sallittuja:

- (1) Jos johto-osan 4 johdot poistuvat, ne voidaan korvata uusilla johto-osilla 4 tai johto-osilla 5 ja 8.
- (2) Jos johto-osa 6 poistuu, se voidaan korvata uudella johto-osalla 6 tai johto-osilla 5 ja 8.

Investointikustannusten kannalta, jotka ovat tässä merkittävimmät kustannukset, jotta tavoiteverkkoon siirtyminen olisi kannattavaa, on johto-osien 5 ja 8 rakentamiskustannusten oltava pienemmät kuin johto-osien 4 ja 6 uusiminen. Tämä voidaan ilmaista epäyhtälöllä (46), joka ollessaan tosi, ilmaisee myös sen, että tavoiteverk-

koon kannattaa siirtyä. Tässä tilanteessa keskeytys- ja häviökustannukset on jätetty huomioimatta, sillä ne ovat hyvin lähellä toisiaan molemmissa tapauksissa.

$$\underbrace{K_5 + K_8}_{\text{tavoite}} < \underbrace{K_4 + K_6}_{\text{nykyinen}} \quad (46)$$

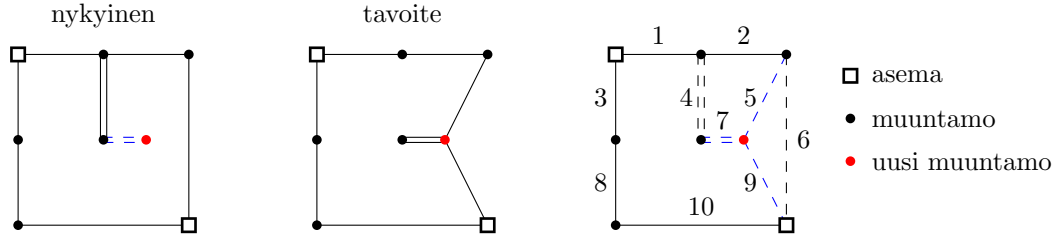
missä johto-osan i investointikustannus K_i lasketaan yhtälöllä (47).

$$K_i = l_{i,kaap} \frac{k_{i,kaapeli}}{(1+p)^{t_{i,kaap}}} + l_{i,oja} \frac{k_{i,oja}}{(1+p)^{t_{i,oja}}}, \quad i = (4, 5, 6, 8) \quad (47)$$

missä

- $l_{i,kaap}$ ja $l_{i,oja}$ ovat johto-osan i kaapelin ja ojan pituus samassa järjestyksessä
- $k_{i,kaapeli}$ ja $k_{i,oja}$ ovat johto-osan i kaapelin ja ojan yksikköhinta samassa järjestyksessä
- p on diskonttauksessa käytettävä korkokerroin
- $t_{i,kaap}$ ja $t_{i,oja}$ ovat kaapelin i hankinnan ja kaapeliojan i kaivun ajankoh-
ta vuosina nykyhetkestä samassa järjestyksessä eli ajat jolloin kustannukset
realisoituvat

Toisessa tilanteessa, kun alueelle tulee uusi muuntamo, se on kytkettävä joko nykyisen verkon tai tavoiteverkon mukaisesti. Kuva 18 havainnollistaa tilannetta.



Kuva 18. Nyky- ja tavoiteverkko, kun alueelle rakennetaan uusi muuntamo

Edelleen jokaisessa vaiheessa suunnitteluperiaatteiden on täyttyttävä. Esimerkiksi N–1-periaatetta tarkasteltaessa seuraavat suunnitelmat ovat mahdollisia:

- (1) Uusi muuntamo kytketään johto-osilla 7 molemmissa tapauksissa.
- (2) Jos johto-osan 4 johdot poistuvat, ne voidaan korvata uusilla johto-osilla 4 tai johto-osilla 5, 7 ja 9.
- (3) Jos johto-osa 6 poistuu, se voidaan korvata uudella johto-osalla 6 tai johto-osilla 5 ja 9.

Vaihtoehtoista muodostetaan epäyhtälö (48). Epäyhtälön molempien puolien investointien on täytettävä suunnitteluperiaatteet.

$$\underbrace{K_5 + K_7 + K_9}_{\text{tavoite}} < \underbrace{K_4 + K_6 + K_7}_{\text{nykyinen}} \quad (48)$$

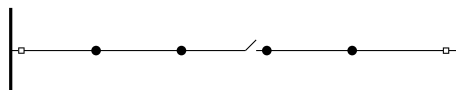
Oleellista on tietää, milloin nykyisen verkon ne johdot, jotka eroavat tavoiteverkosta poistuvat, sillä silloin ollaan tilanteessa, jossa valitaan tavoiteverkon ja nykyisen verkon välillä. Nämä uusien johtojen investointiajankohdat, jotka ovat enintään vanhojen johtojen poistumisajankohdat, on sisällytetty epäyhtälöön diskonttauksen potenssissa.

5.3 Yleisiä verkkomalleja

Kaupungin keskijännitteisissä jakeluverkoissa on tavallista, että kaikki muuntamot ovat silmukoidun verkon piirissä. On hyvä huomioda, että täysi silmukointi voi joissain tilanteissa nostaa keskeytysmääriä ja keskeytyskustannuksia, sillä lisätty johtopituus altistaa vioille [6]. Varsinkin, kun varayhteysjohto jätetään jännitteiseksi, johto ei siirrä tehoa, mutta lisää verkon vikaantumisen todennäköisyyttä. Samoin täysi silmukointi nostaa yleensä kokonaisjohtomäärää ja siten investointikustannuksia.

Kaupungin jakeluverkossa on havaittu, että ero kustannuksissa täyden silmukoinnin ja kustannustehokkaimman ratkaisun välillä on muutamia prosentteja, joten yleensä täysi silmukointiaste on oikeutettu ratkaisu [22]. Täysi silmukointi lyhentää keskeytysaikoja ja antaa enemmän mahdollisuuksia odottamattomille laajennuksille. Tästä johtuen kaupunkialueella on pikemminkin syytä tutkia eri vaihtoehtoja silmukoitujen verkkojen välillä, kuin siirtä osittain säteittäiseen verkkomalliin.

Seuraavaksi listataan erilaisia silmukoituja ja varayhteydellisiä verkkomalleja. Näitä ovat muun muassa yhdysjohto-, rengaslenkki-, harava- ja varayhteysmallinen verkko. Vaikka yksikään verkkomalli ei ole toista parempi jokaisessa tilanteessa, on hyvä tiedostaa mallien välisiä eroja periaatetasolla.

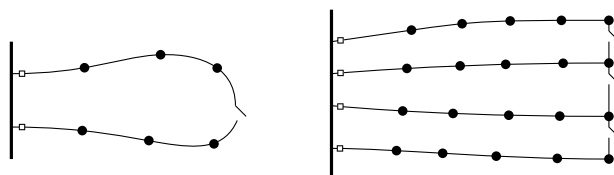


Kuva 19. Kahden aseman välinen yhdysjohdollinen ratkaisu

Yhdysjohdollinen kahden aseman yhdistävä säteittäinen ratkaisu on hyvin yksinkertainen. Siinä kahden eri sähköaseman lähdöt liittyvät yhteen kuvan 19 mukaisesti. Tällaisessa ratkaisussa varayhteys ja jakoraja sijaitsevat yleensä sähköasemien jakelurajojen kohdilla. Jos sähköaseman kokonaiskuormitus kasvaa ajan myötä, voidaan jakorajaa siirtää enemmän kuormittuvaa asemaa kohti. Haittapuolena on, että molempia kaapeleita ei voida samaan aikaan kuormittaa läheskään täyteen normaalitilanteessa, sillä osa johtojen kuormitusvarasta tulee jättää reserviksi sellaista tilannetta varten, missä koko johto syötetään yhdestä suunnasta. Koko aseman ollessa jännitteetön kuormat on mahdollista siirtää toiselle asemalle.

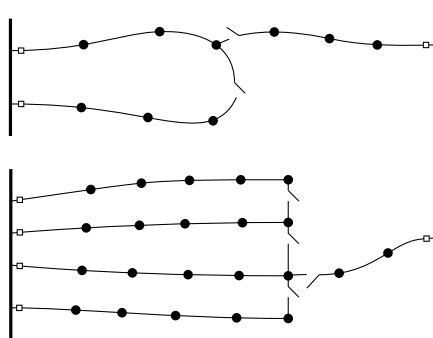
Rengaslenkin muotoisessa ratkaisussa silmukan molemmat päät päättyvät samalle asemalle. Silmukkamuoto on yhtä yksinkertainen kuin yhdysjohdollinen ratkaisu. Jakoraja on normaalitilanteessa suunnilleen lenkin puolivälissä. Samoin kuin yhdysjohdolla, kaapelien kuormitus mitoitetaan niin, että häiriötilanteessa koko lenkki

voidaan syöttää yhdestä suunnasta. Rengaslenkki ilman yhdysjohtoa vasta-asemalle ei anna mahdollisuutta siirtää kuormituksia toiselle asemalle ilman, että aseman omia kiskoja hyödynnetään. Rengaslenkkiä, jonka päät ovat samalla päämuuntajalla, voidaan käyttää maasulun aikana jonkin aikaa, ja tehdä jakorajan siirtoja jännitteisenä, jos maasulkuvirta kuormaerottimien läpi on tarpeeksi pieni. Näin maasulku saadaan parhaimmassa tapauksessa erotettua ilman jännitekatkosta asiakkaille.



Kuva 20. Muuntamoiden rengaslenkki- ja haravamallinen silmukointi

Silmukoidusta verkosta voidaan siirtyä haravamalliseen verkkoon, kun johtolähtöjä tulee lisää. Haravamallisessa verkossa useampi kuin kaksi johtolähtöä on yhdistetty päistään toisiinsa. Tällöin yhden johdon vikaantuessa jonkun ehjistä johdoista on pystyttävä syöttämään lauenneen johdon kuormitus. Etua syntyy, jos yhtä johtoa kuormitetaan vähemmän. Tällöin voidaan kaikkia muita johtoja kuormittaa enemmän. Esimerkiksi, jos kuvan 20 haravamallisen verkon ylin johto on kuormitettu 20 % nimellisestä ja hätäkuormitettavuus on 120 % nimellisestä, voidaan kolmea alempaa johtoa kuormittaa normaalitilanteessa nimellisvirralla, olettaen, että kaikki johdot ovat samanarvoisia. Tällöin koko systeemin kuormitus on normaalitilanteessa yhteensä 320 % yhden johdon nimellisestä kuormituksesta. Jos puolestaan keskimäinen välijohto puuttuu kahden ylimmän ja kahden alimman lähdön välistä, käytössä olisi kaksi rengaslenkkiä ja normaalitilanteen kuormitettavuus jokaisella johdolla saisi olla yhtä aikaa enintään 60 % nimellisestä. Tällöin koko systeemin kuormitus normaalitilanteessa on yhteensä 240 % yhden johdon nimellisestä kuormituksesta. Haravamalli ilman yhdysjohtoa naapuriasemalle ei myöskään anna mahdollisuutta siirtää kuormituksia toisille asemille ilman, että aseman omia kiskoja hyödynnetään.

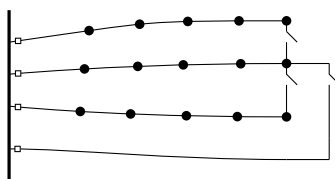


Kuva 21. Muuntamoiden rengaslenkki- ja haravamallinen silmukointi yhteydellä vasta-asemalle

Johtolähtöjen välille voidaan rakentaa yhteys vasta-asemalle, jolloin mahdollistuu asemien välinen kuormien siirto. Käytäntö on yleinen, kun halutaan varautua harvi-

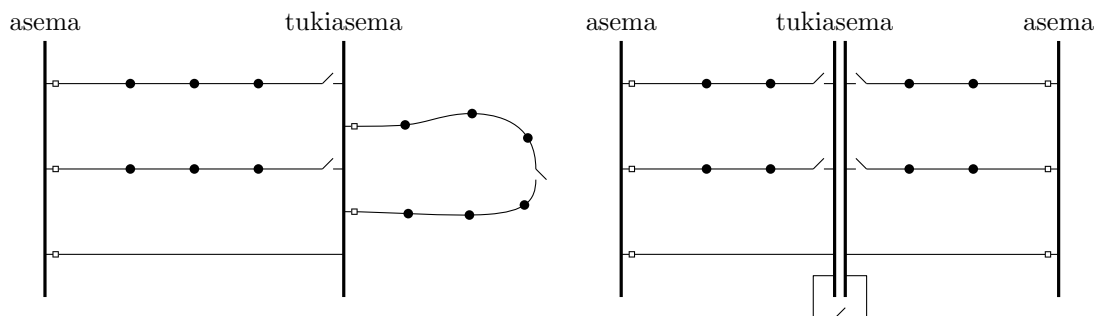
naisiin, mutta merkittäviin vikoihin, joissa koko asema irtoaa verkosta. Kuvan 21 mukaisella rengaslenkillä yhden johdon vikaantuessa voidaan irronneet kuormat korvata kahdesta mahdollisesta suunnasta: omalta asemalta tai vasta-asemalta. Kuormituksen kannalta pahin tilanne syntyy, jos rengaslenkkiä syöttävä asema irtoaa verkosta. Silloin rengaslenkin molemmat haarat joudutaan syöttämään vasta-aseman yhdellä lähdöllä, jolla on omaakin kuormitusta. Asemaviassa, jos rengaslenkin tilalla olisi kuvan 21 mukainen haravamallinen silmukointi, joutuisi yksi vasta-aseman yksittäinen lähtö syöttämään vielä useampia jännitteettömiä lähtöjä.

Silmukoihin voidaan myös liittää varayhteysjohto, jolla ei ole omia kuormituksia erotinlaitteelle asti (kuva 22). Erotinlaitteen jälkeen osa kuormasta voidaan siirtää varayhteysjohdolle normaalitilanteessakin. Varayhteysjohto voidaan ottaa myös naapuriasemalta, jolloin kuormia voidaan siirtää asemavian aikana.



Kuva 22. Muuntamoiden haravamallinen silmukointi varayhteydellä

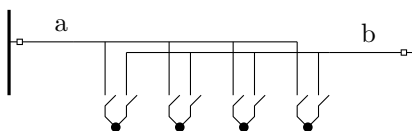
Yksi vaihtoehtoinen tapa silmukoida johtolähdöt on käyttää tukiasemia (kuva 23). Tukiasemilla ei ole omia päämuuntajia, vaan ne toimivat puhtaasti kytkinlaitoksina, joissa voidaan kytkeä varayhteyksiä ja lähteä uusilla johtolähdöillä. Joissain tapauksissa vanha sähköasema on saatettu jättää kytkinasemaksi jäätyään muuten turhaksi.



Kuva 23. Tukiasemien hyödyntäminen muuntamoiden silmukoinnissa yhden tai kahden aseman apuna

Pariisissa on ollut käytössä kuvan 24 mukainen kaksipiirinen syöttöjärjestelmä, jolla keskeytysaika saadaan muutamien sekuntien mittaiseksi [23]. Järjestely ei vaadi manuaalisia käyttötoimenpiteitä sähköjen palautuksessa vaan jänniteindikointi ja kytkinautomaattikka hoitaa palautuksen. Menetelmässä kaksi lähtöä jaotellaan syöttämään a- ja b-piiriä, joista molemmista otetaan haarat muuntamoille. Muuntamoissa on vaihtokytkin, joihin piirit kytketään. Muuntamo voi olla syöttöyhteydessä vain

yhteen piiriin kerrallaan. Jos jännite häviää muuntamoita syöttävältä piiriltä ja toisessa piirissä on jännite, muuntamon vaihtokytkin vaihtaa asentoa muutaman sekunnin kuluttua.



Kuva 24. Kaksipiirinen järjestelmä, jossa muuntamoilla on vaihtokytkimet

Malli on hyödyllinen, jos keskeytyskustannukset ovat normaalisti hyvin korkeat, sillä aikaan sidotut keskeytyskustannukset saadaan lähes kokonaan poistettua. Heikkoutena mallissa on, että se ei siedä ollenkaan vikoja, jotka tapahtuvat eri piireille samanaikaisesti, tapahtuipa vikat missä kohtaa tahansa, tällöin kaikki muuntamot ovat poissa käytöstä korjausajan, sillä vikavälejä ei voida erottaa. Toisaalta malli sietää kaksi samanaikaista vikaa, jotka tapahtuvat samalle piirille.

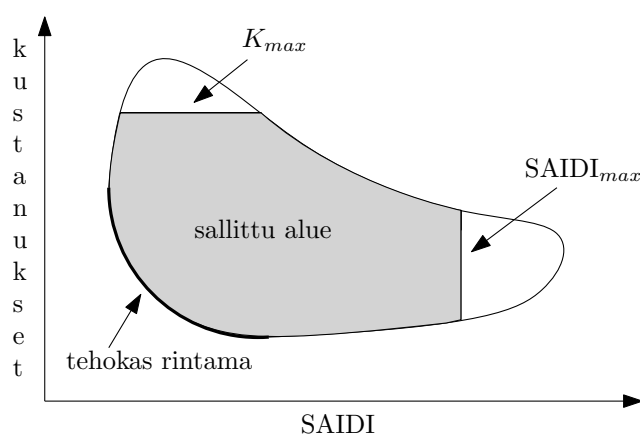
6 Jakeluverkon kustannusten ja toimitusvarmuuden optimointi

Tässä osassa kuvataan jakeluverkon optimointitehtävää sekä käydään läpi optimoinnin vaiheet, jotka ovat etenemisjärjestyksessä johtoreitin valinta, kytkinlaitteiden valinta ja jakorajan valinta. Optimiratkaisua ei kuitenkaan löydetä ratkaisemalla nämä vaiheet yhden kerran järjestyksessä vaan on luotava useita reittivaihtoehtoa, joille jälkimmäiset vaiheet suoritetaan.

6.1 Optimointitehtävä

Optimointitehtävän luonteeseen kuuluu, että on määriteltävä, mitä halutaan optimoida. Ilman ratkaistavissa olevaa kohdefunktiota ei synny vertailuarvoja, eikä siten tietoa optimaalisesta verkkomallista. Kun tiedetään, mitä halutaan optimoida, määritellään kaikki muuttujat ja vakiot, jotka vaikuttavat optimoitavaan kohteeseen. Matemaattisesti se tarkoittaa, että on muodostettava kohdefunktio muuttujista ja vakioista.

Tehtävänä voi olla esimerkiksi kustannusten ja käyttövarmuuden tarkastelu. Tällöin vastausavaruus muodostuu kustannuksista ja niitä vastaavista keskeytysindekseistä. Tehokkaimmat arvot ovat vastausjoukon sillä reunalla, jolla kustannukset ja keskeytysindeksin arvot ovat pienimmät. Olettaen, että pienempi keskeytysindeksi tarkoittaa parempaa ratkaisua. Mainitulla tehokkaalla reunalla kustannuksia ei voida laskea ilman, että käyttövarmuus huononee ja käyttövarmuutta ei voida parantaa ilman, että kustannukset nousevat. Kuva 25 havainnollistaa tehokkaimman rintaman sijaintia vastausavaruudessa, jossa x-akselilla on keskeytysindeksi SAIDI ja y-akselilla kokonaiskustannukset. Kuvan y-suunnassa on määritelty suurin sallittu kokonaiskustannus K_{max} , jota ei haluta ylittää ja x-suunnassa on määritelty suurin sallittu keskeytysindeksi $SAIDI_{max}$, jota ei haluta ylittää.



Kuva 25. Optimointitehtävän muodostama joukko vastausavaruudessa, jonka taso muodostuu keskeytysindekseistä ja kokonaiskustannuksista

Kohdefunktion muuttujille ja itse kohdefunktiolle annetaan tietyt rajat, joissa on pysyttävä. Joissain tapauksissa rajan ylittämisestä voidaan antaa sakkoa esimerkiksi kustannuksissa, jos rajan ylittäminen ei todellisuudessa aiheuta välitöntä haittaa. Tällainen tapaus voi olla esimerkiksi suurimman sallitun kuormitusvirran ylittyminen muutamilla ampeereilla.

Jakeluverkon optimointitehtävä sisältää epälineaarisia ja diskreettejä muuttujia, ja optimoitava funktio ei ole derivoitavissa eikä analyttisesti ratkaistavissa. Koska jakeluverkon optimointitehtävä sisältää paljon muuttujia, käytetään nykyisin tietokoneita apuna eri vaihtoehtojen löytämiseen. Esimerkiksi 40 solmupisteen verkossa mahdollisia suunnitteluratkaisuja on yli 15 miljoonaa, joista käytännössä sopivia on noin 20 000 [24]. Samoin, jos on 20 johto-osaa ja jokaiseen voidaan valita viisi erilaista johtotyyppiä, ratkaisuvaihtoehtoja on $5^{20} = 95$ triljoonaa [8, s. 370–371]. Kun edelliseen lisätään vielä eri kytkinlaitemahdollisuudet jokaiselle johtovälille, käy kaikkien vaihtoehtojen läpikäynti suoraan laskettuna käytännössä mahdottomaksi.

Vaihtoehtojen runsauden takia tietokoneille on kehitetty erilaisia heuristisia eli sääntöpohjaisia optimointitapoja, jotta optimaalinen ratkaisu löytyisi nopeammin. Tällaisia menetelmiä ovat esimerkiksi geneettiset algoritmit, simuloitu jäähdytys ja satunnaishaku. Heuristisessa optimoinnissa on ongelmana se, että aina ei löydetä globaalia minimiä. Yleensä kuitenkin riittää, että päästään riittävän lähelle oikeaa vastausta, joka tarkoittaa esimerkiksi muutamaa prosenttiyksikköä optimiratkaisusta, sillä lähtötiedoissakin on tavallisesti epävarmuutta. Ongelmana on kuitenkin, että varmuudella ei tiedetä, kuinka kaukana optimiratkaisu on.

Jakeluverkon optimointiin on kehitelty erilaisia numeerisia ja heuristisia metodeja viimeisten vuosikymmenten aikana runsaasti ja niiden käyttökohteita, ominaisuuksia ja tehokkuutta on tarkasteltu esimerkiksi lähteissä [25] ja [26]. Lisäksi kattava luokittelu sähkönjakeluverkkojen eri laskennallisista optimointitekniikoista ja -malleista on esitetty lähteessä [27].

Viimeisen kymmenen vuoden aikana suuntauksena on ollut yhä enemmän tutkia sellaista jakeluverkon optimointia, mihin on mahdollista liittää myös hajautettua tuotantoa ja energiavarastoja [25][27].

Tietokoneiden ja algoritmien käyttö on suositeltavaa, sillä saavutettu säästö jakeluverkon kustannuksissa on asiantuntijoiden laatimaan verkkoon nähden arvioiden mukaan 5–10 % [24]. Samaisessa lähteessä mainitaan, että IEEE:n ja EPRI:n julkaisujen mukaan taloudelliset säästöt voivat olla jopa 19 % verrattuna hyvin manuaalisiin suunnittelukäytäntöihin verrattuna.

Tutkittaessa asiantuntijajärjestelmällä, miten eri käyttövarmuuteen vaikuttavat projektit, kuten kauko-ohjauslaitteiden lisääminen, varasiirtotieyhteyden uusiminen, uusien varayhteyksien lisääminen ja automaattinen verkon jaottelu vaikuttavat käyttövarmuuteen, on havaittu, että hyöty vaihtelee hyvin paljon riippuen siitä, mitä aluetta ja projektia tarkastellaan [8, s. 386–389]. Eri osille verkkoa suositetaan hyvin laajasti erilaisia parantavia toimenpiteitä ja paras hyöty kullekin alueelle saadaan,

kun vertaillaan eri toimenpiteiden hyöty-kustannus-suhdetta ja valitaan niistä järjestykseltään paras.

Tällaiset tutkimukset puoltavat sitä ajatusta, että yksi verkkomalli ei ole toista verkkomallia parempi jokaisessa tilanteessa, vaan tilannetta on tarkasteltava tapauskohtaisesti ja otettava huomioon se, mitä hyötyjä halutaan saavuttaa milläkin alueella.

Yleisesti verkon optimointitehtävää ei voida ratkaista tehokkaasti sellaisessa järjestyksessä, jossa ensin muodostetaan halvin topologia, sitten valitaan sille optimaaliset kytkimet ja lopuksi optimaalinen jakoraja [24]. Tämä johtuu siitä, että kalliimpi topologia voi tulla edullisemmaksi vasta kytkimien ja jakorajojen sijoittelun myötä. Sarjassa etenevä ratkaisu kuvastaa optimointitehtävän lokaalin minimin löytymistä. Tästä syystä on käytävä läpi lukuisia topologioita, ja optimoitava ne yksi kerrallaan, jotta globaali minimi löytyisi.

Optimointitehtävässä on huomioitava vain oleelliset muuttujat. Keskijänniteverkon vikatilanteiden osalta se tarkoittaa, että sellaiset viat, jotka eivät aiheudu keskijänniteverkosta tai vaikuta siihen, eivät kuulu kustannuslaskelmien piiriin. Jakelumuuntamon suurjännitesulakkeen jälkeiset viat eivät normaalisti saa aiheuttaa keskeytystä keskijänniteverkkoon. Sähköaseman päämuuntajan tai ryhmän irtoaminen ja keskijännitepuolen kiskovika puolestaan aiheuttavat keskeytyksen keskijänniteverkkoon.

Jakeluverkon optimointitehtävää varten tarvitaan joukko vakioita ja muuttujia. Tarvitaan jakelumuuntajien huippukuormitukset, -häviöt, tehokertoimet ja huipunkäyttöajat; johtojen, laitteiden ja rakenteiden investointi- ja kunnossapitokustannukset; johtohäviöitä varten johtojen pituudet, resistanssit, reaktanssit ja energian hinta; keskeytyksiä varten tarvitaan keskeytysten yksikköhinnat, johtojen pituudet, johtimien ja mahdollisesti kytkinlaitteiden vikataajuudet ja korjausajat sekä viasta jännitteen palauttamiseen kuluva aika eri erotinlaitteilla; diskonttausta varten tarvitaan vuotuinen korkokanta, muuntamoiden huipputehon muutosprosentti ja tarkasteluaika.

6.2 Johtoreitin valinta

Keskijännitteisen jakeluverkon tärkeimpiä suunnittelutehtäviä on valita johtoreitit oikein. Reitin valinta määrää johdon pituuden ja olosuhteet, mitkä yhdessä määräävät investoinnin suuruuden, vikataajuuden ja pituus myös häviöiden suuruuteen. Kaikilla näillä tekijöillä on vaikutusta verkon kokonaiskustannuksiin.

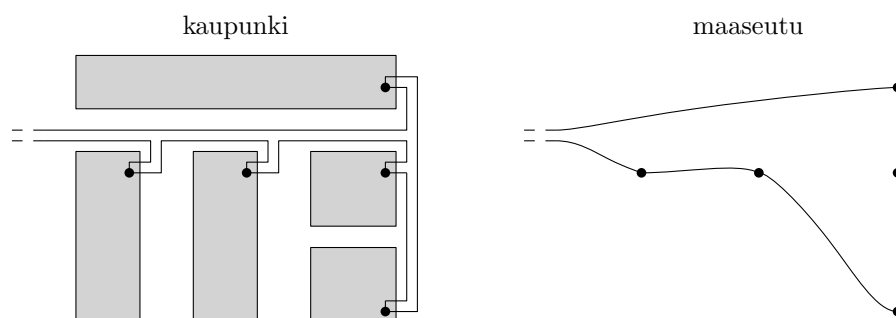
Kaupungissa, toisin kuin maaseudulla, jossa johdon reitillä on pääasiassa luonnon muodostamia esteitä, reitin valintaan vaikuttavat lähes pelkästään ihmisten muodostamat rakennelmat. Käytännössä kaupunkiympäristössä ainoat mahdolliset johtoreitit muodostuvat katuverkoston mukaisesti melko ennalta määrättyjä reittejä pitkin.

Kaupungeissa johtona käytetään kaapelia, jolloin kaapeli, sen mekaaninen suojaaminen, kaapeliojan kaivaminen, ojan täyttö ja päällystäminen muodostavat reitille

investointikustannuksen. Regulaatiomallissa on määritelty neljä eritasoista kaapeliojan hintaa keskijänniteverkolle. Ojan kustannus kaupungissa on hyvin merkittävä pelkän kaapelin hintaan verrattuna.

Koska kaupungissa kaivannon kustannukset nousevat helposti erittäin suuriksi, voidaan saavuttaa merkittäviä kustannussäästöjä, kun kaivun yhteydessä asennetaan varaputkia, joita voidaan hyödyntää myöhemmin. Varaputkia voidaan asentaa omien tai muun infran kaivutöiden yhteydessä. Monesti voi olla kannattavaa tehdä yhteistyötä muiden kaivantoja hyödyntävien osapuolten kanssa. Kaupungissa kaapelireitit ovat lyhyempiä ja reittivaihtoehtoja on muutenkin vähemmän, jolloin aikaisemmin asennettuja putkia hyödynnetään todennäköisemmin.

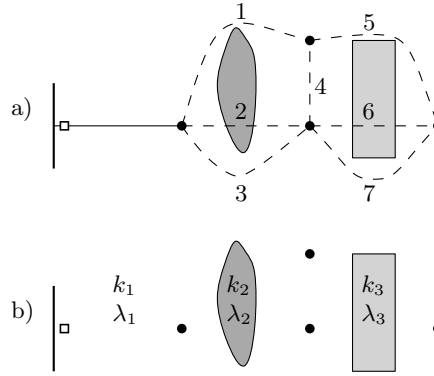
Kaupungin erityispiirteet johtavat yleensä siihen, että silmukka kulkee ainakin osan matkasta samassa kaivannossa. Maaseudulla muuntamot voidaan kytkeä yleensä melko vaivatta lähes suoria reittejä pitkin. Eroa voidaan havainnollistaa kuvalla 26, missä samat kulutuspiisteet on sijoitettu kaupunkiympäristöön ja vapaaseen maaseutuympäristöön. Kaupunkiympäristössä nähdään, että reitin ollessa lyhin mahdollinen, kaapelit joutuvat kulkemaan samoja reittejä pitkin ja kaapelia tarvitaan kokonaisuudessaan enemmän kuin maaseudulla. Maaseudulla kulutuspiisteet ovat kuitenkin yleensä hyvin paljon tätä esimerkkiä kauempana toisistaan ja myös maaseudulla hyödynnetään tieverkostoa.



Kuva 26. Kaupungin ja maaseudun johtoreittien ero samoilla kulutuspiisteiden sijainneilla

Sopivan reitin etsintä voidaan tehdä kahdella tavalla. Molemmissa tapauksissa tieto olosuhteista parantaa tuloksen tarkkuutta. Ensimmäinen tapa on määritellä manuaalisesti mahdolliset reitit muuntamoväleihin. Näille reiteille saadaan määriteltyä kiinteät ominaisuudet, kuten pituus, investointihinta ja vikataajuus. Esimerkiksi kuvan 27 a)-vaihtoehdossa on muodostettu seitsemän sopivaa reittivaihtoehtoa neljän muuntamon kesken. Jos kahden muuntamon välillä on kaksi samanlaisilla olosuhteilla olevaa reittiä, valitaan näistä edullisempi eli lyhyempi reitti. Tuloksena saadaan joukko, jossa on eri olosuhteiden edullisimmat reitit muuntamoiden väleillä. Tämän jälkeen algoritmi muodostaa edullisimpien reittien joukosta kustannustehokkaimman topologian.

Edellä kuvatun ratkaisun etu on siinä, että algoritmilla on vähemmän työtä tehtävänä, koska reittivaihtoehdot on valittu manuaalisesti. Kaupungissa käytetään yleensä katuverkostoa reitteinä, joten olosuhteet säilyvät suhteellisen vakiona muuntamoiden



Kuva 27. Reittivaihtoehtojen määrittelytavat

väleillä, jolloin mahdollisten reittivaihtoehtojen määrittäminen on yksinkertaisempaa, kun valitaan aina lyhin katuverkoston mukainen reitti jokaisen kahden muuntamon välillä. Menetelmän heikkous tulee esiin, jos johtimen varrella olosuhteet muuttuvat paljon investointihinnan, vikataajuuden tai korjausajan kannalta. Ja toisaalta myös silloin, jos muuntamoiden välisiä reittivaihtoehtoja on hyvin paljon. Silloin on manuaalisesti hankalampi määrittää edullisia reittivaihtoehtoja. Hankaluus korostuu etenkin maaseudulla ja haja-asutusalueilla, joissa johdot ovat pitkiä ja luonnon olosuhteet muuttuvat jatkuvasti, ja sitä myöten myös paikallinen investointikustannus, vikataajuus ja korjausajat.

Toinen tapa määrittää reitti on käyttää karttapohjaista ratkaisua [28]. Menetelmässä ei ennakolta valita manuaalisesti mahdollisia reittejä, vaan muodostaa kartta, johon jokaiselle kartan pisteelle annetaan olosuhteista riippuvat ominaisuudet. Näistä keskeisimmät ovat johdotushinta, vikataajuus ja korjausaika. Esimerkiksi kuvan 27 b)-vaihtoehdossa alueella on kolmea eri olosuhdetta, joille on määritetty kolme eri johdotushintaa ja vikataajuutta. Reitin hinta ja vikaantuvuus määräytyvät sen mukaan, minkä pisteiden läpi reitti kulkee. Algoritmi optimoi kustannuksiltaan edullisimman reitin kartan perusteella. Tällä tavalla manuaaliseksi työosuudeksi jää kartan määrittäminen hinta- ja vikataajuustietoineen.

Molemmissa menetelmissä, mutta etenkin karttapohjaista ratkaisua käytettäessä ratkaisun hyvyys riippuu siitä, kuinka hyvin todellisuus saadaan mallinnettua kartalle. Tämä onkin tärkeä vaihe menetelmässä. Karttaan tulee lisätä kaikki se tieto, mitä suunnittelijakin tietää olosuhteista. Tällöin algoritmi tietää kartan perusteella yhtä paljon olosuhteista kuin suunnittelijakin, ja pystyy siten muodostamaan yhtä kustannustehokkaan verkon mallin kuin suunnittelija.

Mitä laajempi tai heterogeenisempi suunniteltava alue on, sitä työläämpää on suunnittelijan käydä vaihtoehtoja läpi, ja siten algoritmi löytää suunnittelijan ratkaisua kustannustehokkaamman verkkomallin suuremmalla todennäköisyydellä.

6.3 Kytkinlaitteiden valinta

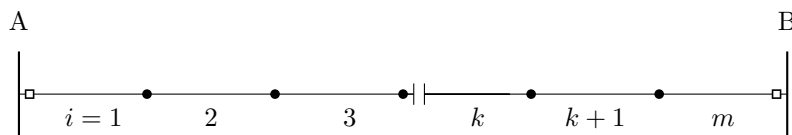
Valituilla kytkinlaitteilla voidaan merkittävästi vaikuttaa keskeytyskustannuksiin, ja siksi niiden huomioinen optimointitehtävässä on erityisen tärkeää. Kaupungeissa on tavallista, että verkko on silmukoitu ja jokaisen muuntamon molemmiin puolin on erottimet, jotta vikaantunut johtoväli saadaan erotettua ja muuntamoita ei jää pitkiksi ajoiksi jännitteettömiksi. Silmukoidussa verkossa vian tapahduttua tarvitaan yleensä neljä kytkentätoimenpidettä sähköjen palauttamiseksi kaikille. Näistä toimenpiteistä katkaisijan sulkemisen lisäksi reserviyhteyden kytkeminen eli jakorajan sulkeminen on aina mukana, ellei vika ole sattunut juuri reserviyhteydelle. Tämä syy puoltaa sitä, että jakorajan kytkinlaite on hyvä valita sellaiseksi, jota voidaan käyttää nopeasti.

Manuaalisten ja kauko-ohjattujen erottimien lisäksi voidaan käyttää automaattisia kytkinlaitteita. Automaattisesti toimivat kytkinlaitteet nopeuttavat vikaantuneen verkon osan erottamista. Tällaisten automaattisten kytkinlaitteiden optimaalista sijoittamista, jotka paikantavat vian ja jakavat vian sattuessakin verkon osiin, on esitetty esimerkiksi lähteissä [29] ja [30]. Esitetyt tavat ottavat huomioon investointi- ja keskeytyskustannukset, ja toisessa otetaan huomioon myös vuosittaisen huoltokustannuksen, joka on tietty prosenttiosuus laitteen vuotuisiksi maksuiksi muutetusta investointikustannuksesta.

6.4 Jakorajan valinta

Suunnitteluvaiheessa, kun lasketaan häviö- ja keskeytyskustannuksia, on huomioitava, mitä käyttötilannetta käytetään laskuissa. Tästä syystä tulisi laskenta suorittaa niin, että jokaisessa suunnitelmassa käytetään pienimmän mahdollisen kustannuksen aiheuttavaa järjestelyä. Seuraavaksi käydään läpi, miten häviöt ja käyttökustannukset muodostuvat jakorajan perusteella, kun käytössä on puhdas yhdysjohto- tai rengasverkko.

Virtalämpöhäviöiden kustannuksia voidaan minimoida valitsemalla normaalin käyttötilanteen jakorajat niin, että kuormitusten aiheuttamat häviöt minimoituvat. Samantapaista häviökustannusten minimointitehtävä on kuvattu lähteessä [31], mutta siinä reserviyhteys pidetään auki molemmista päistä. Tilannetta voidaan havainnollistaa kuvan 28 avulla.



Kuva 28. Kahden sähköaseman välinen yhdysjohdollinen ratkaisu, jossa jakoraja on johto-osalla $i = k$ lähtöjen A ja B välissä

Lähtöjen A ja B välissä on johto-osia m kappaletta. Jakoraja on johto-osalla k . Lähdon A syöttämien johto-osien häviöenergiat, kun jakoraja on johto-osalla k , lasketaan yhtälöllä (49).

$$E_A(k) = \sum_{i=1}^{k-1} E_i \quad (49)$$

ja lähdon B syöttämien johto-osien häviöenergiat, kun jakoraja on johto-osalla k , lasketaan yhtälöllä (50).

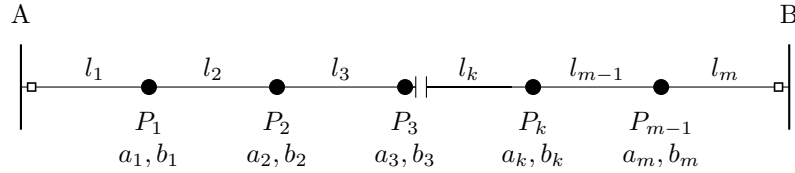
$$E_B(k) = \sum_{i=k+1}^m E_i \quad (50)$$

Normaalitilanteessa pienin lähtöjen A ja B syöttämä häviöenergia saadaan jollakin jakelurajalla k . Kustannustehokkain jakoraja häviöiden kannalta saadaan yhtälöllä (51), missä k_{en} on energian yksikköhinta.

$$\begin{aligned} \min K_{häv,AB}(k) \\ K_{häv,AB}(k) = k_{en}E_A(k) + k_{en}E_B(k), \quad k = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (51)$$

Se, kumpi kahdesta lähdöstä on A ja kumpi B, voidaan valita sen mukaan, kummassa päässä johto-osaa k jakoraja on.

Häviöenergia ei ole ainut asia, joka määrää kustannustehokkaimman jakorajan, sillä jakorajalla voidaan vaikuttaa myös keskeytyskustannuksiin keskeytysten laajuuteen vaikuttamalla. Energiahäviöiden minimoimistapaa soveltamalla voidaan vastaavasti minimoida keskeytyskustannuksia valitsemalla normaalin käyttötilanteen jakoraja niin, että vian aiheuttamat keskeytyskustannukset minimoituvat. Tilannetta voidaan havainnollistaa kuvan (29) avulla.



Kuva 29. Jakoraja johto-osalla k syötön A ja B välissä

Lähtöjen A ja B välissä on m kappaletta johto-osia ja $m - 1$ kappaletta kuormitus-pisteitä. Jakoraja on johto-osalla $i = k$ kuvan (29) mukaisesti. Lähdon A johtoon tuleva vika aiheuttaa keskeytyskustannuksen, joka lasketaan yhtälöllä (52), missä λ on johdon vikataajuus, l_i on johto-osan i pituus, P_n on asiakkaan n kuormitusteho, a_n ja b_n ovat keskeytyskustannuskomponentit ja t_{kyl} on keskeytyksestä jännitteen palautumiseen kuluva aika.

$$K_{kesk,A}(k) = \lambda \sum_{i=1}^{k-1} l_i \sum_{n=1}^{k-1} P_n (a_n + b_n t_{kyl}) \quad (52)$$

Ja lähdön B johtoon tuleva vika aiheuttaa keskeytyskustannuksen, joka lasketaan yhtälöllä (53).

$$K_{kesk,B}(k) = \lambda \sum_{i=k}^m l_i \sum_{n=k}^{m-1} P_n(a_n + b_n t_{kyl}) \quad (53)$$

Kustannustehokkain jakoraja k keskeytysten kannalta löytyy jollakin k :n arvolla yhtälöllä (54).

$$\begin{aligned} \min K_{kesk,AB}(k) \\ K_{kesk,AB}(k) = K_{kesk,A}(k) + K_{kesk,B}(k), \quad k = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (54)$$

Yhdistämällä yhtälö (51) ja (54), voidaan kustannustehokkain jakoraja k energian ja keskeytysten kannalta laskea yhtälöllä (55).

$$\begin{aligned} \min K_{yht,AB}(k) \\ K_{yht,AB}(k) = K_{häv,AB}(k) + K_{kesk,AB}(k) \end{aligned} \quad (55)$$

Kustannustehokkain jakoraja otetaan optimoinnissa mukaan, kun etsitään kustannustehokkainta verkkomallia. Käyttöhenkilökunta on hyvä opastaa käyttämään verkkoa tällä jakorajalla, jotta sen hyöty ei katoa.

7 Helen Sähköverkko Oy

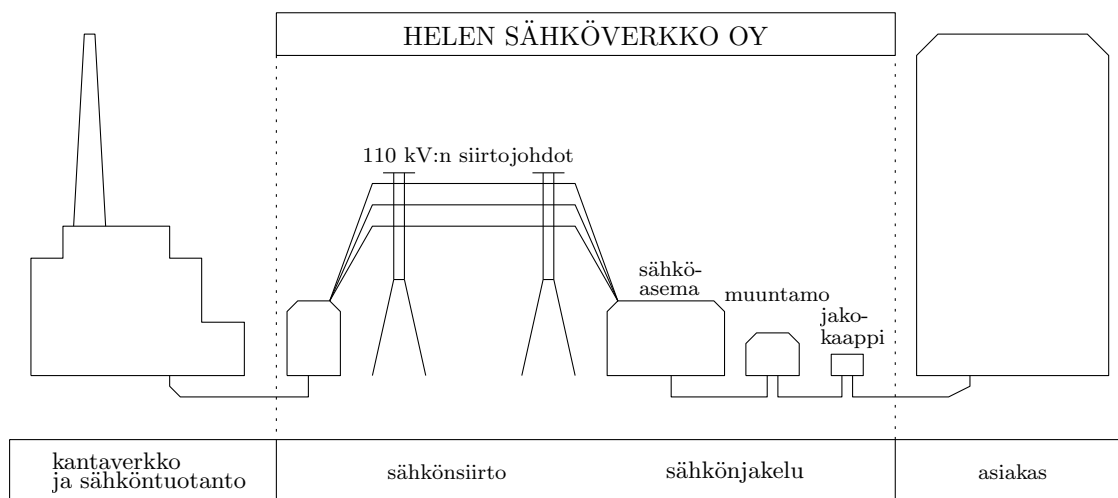
7.1 Yleistä tietoa

Helen Sähköverkko Oy (HSV) toimii sähkön siirto- ja jakeluyhtiönä Helsingin alueella lukuun ottamatta Sipoosta Helsinkiin liitettyjä alueita. Asiakkaita on 375 000 kpl [32]. Taulukossa 3 on esitetty keskeisiä tunnuslukuja sähköverkkoon liittyen.

Taulukko 3. Sähköverkon tunnusluvut [32]

	määrä (km tai kpl)	kaapeloituna
Suurjännitejohtoja, 110 kV	203 km	34 %
Keskijännitejohtoja, 10–20 kV	1610 km	99,7 %
Pienjännitejohtoja, < 1 kV	4465 km	97,7 %
Sähköasemia	23 kpl	
Keskijännitelähtöjä	603 kpl	
Jakelumuuntamoita	1826 kpl	

Vuosittainen sähköenergian kulutus alueella on noin 4 500 GWh ja huipputeho noin 820 MW [32]. Kokonaisenergian kulutus on laskenut vuodesta 2011 lähtien, kunnes vuonna 2016 kulutus kääntyi pieneen kasvuun [33].

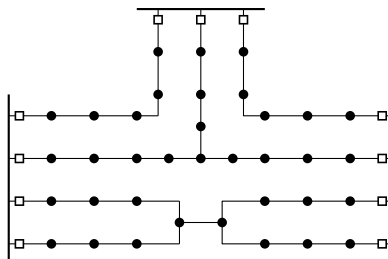


Kuva 30. Helen Sähköverkko Oy:n toiminta-alue [32]

HSV:n toiminta-alue on esitetty kuvassa 30. Silmukoitu suurjännitteinen siirtoverkko on yhteydessä kantaverkkoon kahdelta sähköasemalta ja alueen voimalaitoksiin kolmelta sähköasemalta. Keskijänniteverkko toimii jakelureittinä sähköasemien ja muuntamoiden välillä. Osa muuntamoista on HSV:n omistamia ja osa asiakasmuuntamoita. Muuntamoilta alkaa pienjännitejakeluverkko, jolla sähkö jaellaan pienjänniteasiakkaille.

7.2 Keskijänniteverkon rakenne

Helsingin keskijänniteverkossa on käytössä 10 kV:n ja 20 kV:n jännitetasot. Näistä 10 kV:n jännite on käytössä lähempänä keskustaa. Eri jännitetasot pidetään erillään, eivätkä järjestelmät luonnollisesti voi toimia toistensa tukena. Keskijänniteverkko rakennetaan N–1-periaatteella, jossa vikakohta voidaan erottaa ja sähkö palauttaa käyttötoimenpiteillä minkä tahansa yksittäisen vian jälkeen.



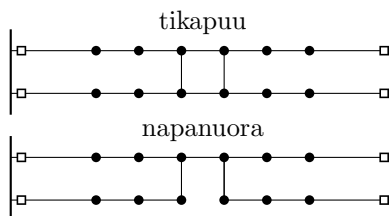
Kuva 31. Tavanomaisia keskijänniteverkon muotoja asemien välillä

Helsingin alueella käytettävät keskijänniteverkon mallit ovat vaihtuneet ajan mittaan, joten verkko sisältää erilaisia ratkaisuja eri ajoilta. Alueen tavanomaisimpia keskijänniteverkon malleja ovat yhdysjohtoverkko ja erilaiset rengaslenkilliset mallit, joissa rengaslenkkejä on yhdistetty toisiinsa tai vasta-asemille erilaisin kombinaatioin. Malleilla on yhteistä, että niillä varaudutaan monipuolisesti korvattavuuteen vikatilanteissa.

7.3 Keskijänniteverkon suunnitteluperiaatteet

Helen Sähköverkko Oy käyttää tiettyjä sovittuja teknisiä ratkaisuja ja periaatteita, joilla pyritään yhdenmukaistamaan suunnittelua. Yleisiä periaatteita ovat esimerkiksi kaapelityypin, muuntajakoon ja verkkomuodon valinta sekä johtoreservien mitoitus.

Verkon malliksi pyritään ensisijaisesti valitsemaan rengaslenkit, joista on vähintään yksi varayhteys vasta-aseman rengaslenkkiin [34]. Tällä periaatteella pyritään siihen, että koko aseman ollessa jännitteetön, voidaan rengaslenkkien kuormat siirtää naapuriasemille, jolloin keskeytysajat saadaan lyhyemmiksi.



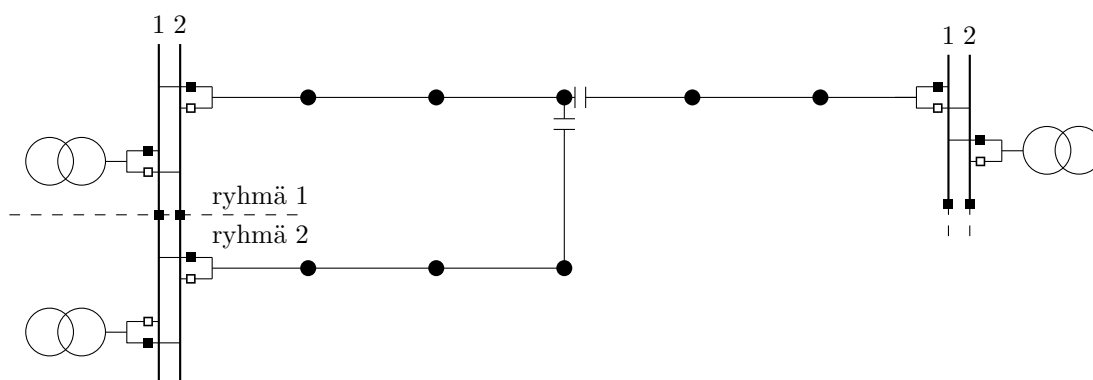
Kuva 32. Rengaslenkkien kytkentäperiaatteet

Rengaslenkit yhdistetään tikapuu- tai napanuoraperiaatteella (kuva 32). Näillä tekniikoilla molempien rengaslenkkien jakorajaa voidaan siirtää jännitteisenä yksiselitteises-

ti. Tikapuuratkaisu tulee kyseeseen, jos napanuoran kapasiteetti on vaarassa ylittyä. Tikapuu- tai napanuorayhteyden kannattavuutta tarkastellaan lisäksi maantieteellisten seikkojen ja asemareservitarpeiden pohjalta [35]. Asemareservillä tarkoitetaan tässä sitä, että varayhteydellä syötetään myös vasta-aseman kiskon kautta muita lähtöjä. Tikapuumallilla voidaan syöttää enemmän tällaisia vasta-asemattomia lähtöjä käyttäen vasta-aseman kiskoja.

Rengaslenkin lähtöjä syötetään samalta päämuuntajalta [34]. Tällöin jakorajan siirto onnistuu helpommin jännitteisenä, sillä tasoitusvirrat saadaan pienemmäksi kuin syötettäessä eri päämuuntajilta. Käytettäessä samaa päämuuntajaa rengaslenkin syötoissä, saadaan etua myös maasulkutilanteisiin liittyen, kun maasulkutilannetta ei tarvitse levittää toiselle päämuuntajalle.

Sähköasemien kiskostot rakennetaan niin, että käytössä on kaksi kiskoa, jotka on jaettu paloeristettyihin ryhmiin (kuva 33) [35]. Asemat rakennetaan kahdelle päämuuntajalle. Järjestelyllä varaudutaan siihen, että sähköt voidaan palauttaa aseman sisällä yksittäisen kokonaisen päämuuntajan, kiskon tai ryhmän ollessa poissa käytöstä. Normaalkäytössä yhtä kiskoa syöttää yksi päämuuntaja ja ryhmien väliset katkaisijat keskellä kiskoja ovat kiinni. Rengaslenkkejä syötetään samasta kiskosta, mutta eri ryhmistä. Jokainen lähtö voidaan tarvittaessa siirtää toisen kiskon syöttämäksi.



Kuva 33. Sähköaseman kytkentäjärjestely rengaslenkin lähdöille

Keskijänniteverkon kaapelina käytetään muovieristeisiä 240–300 mm²:n kaapeleita, jotka asennetaan maahan ja suojataan asianmukaisesti. Monesti rengaslenkin molemmat puolet kulkevat samassa kaivannossa.

Jakelumuuntajien koko on tavallisesti 630 kVA, 800 kVA tai 1000 kVA, mutta asiakkaasta riippuen se voi olla suurempikin. Muuntajakoon valinnassa on huomioitava kuormituksen lisäksi myös suojaukseen liittyvät asiat, sillä muuntajan koko vaikuttaa syöttävän verkon impedanssiin. Osa muuntajista on omissa erillisissä rakennelmissa ja osa on muiden omistamien kiinteistöjen sisällä. Muuntamoautomaatiota on lisätty. Tällä hetkellä kaukokäyttömahdollisuus on noin 500 muuntamolla.

7.4 Keskijänniteverkon käyttöperiaatteet

Keskijänniteverkon olennaisista käyttöperiaatteista osa liittyy erilaisten vikatilanteiden jälkeisiin toimenpiteisiin. Yleisimpiä syitä kaapeliverkon vioille ovat kaivutyöt sekä kaapelipäätteiden ja -jatkosten vikaantuminen [36]. Käytön toimenpiteillä pyritään lyhentämään vikojen aiheuttamaa jännitteetöntä aikaa ja rajoittamaan vian leviämistä.

Suunnitteluvaiheessa laitevalinnoilla pyritään helpottamaan verkon käyttöä. Vianindikointilaitteisto ja nopeasti käytettävät kytkinlaitteet ovat keskeisiä komponentteja käytönhenkilökunnan tukemisessa ja keskeytyskustannusten pienentämisessä.

Suurin yksittäisen vian haitta keskijännitteellä syntyy sähköasemien eri häiriöissä. Sähköaseman yksittäisen muuntajan, kiskon tai ryhmän viassa, joita on muutamia vuodessa, lähdöt siirretään toisen muuntajan, kiskon tai ryhmän syöttämäksi sähköaseman kytkinlaitteilla [36]. Yleensä vika on helppo paikantaa vian laajuuden perusteella. Sähköaseman vioissa useampi kokonainen lähtö on usein jännitteetön. Tällöin keskeytyskustannukset voivat nousta nopeasti suuriksi, joten nopeudella on merkitystä. Jännitteettömät kuormat voidaan syöttää myös naapuriasemilta, jos se on nopeampi tapa kuin lähtöjen siirtäminen asemalla.

Keskijänniteverkon vikatilanteista yleisin on maasulku, joiden osuus on noin 60 % häiriöistä [36]. Maasulku, pois lukien kaksoismaasulku, ei aina johda keskeytykseen 10 kV:n verkossa tai 20 kV:n kompensoidussa verkossa. Keskeytystä ei tarvita, jos maasulkuvirrasta aiheutuva maadoitusjännite on riittävän pieni ja vaikutukseltaan lyhytaikainen. Suurjännitesähköasennusstandardissa SFS 6001 on määritetty suurimpia sallittuja kosketusjännitteitä ja niiden vaikutusaikoja.

Maasulkutilanteessa virran suuruus on riippuvainen syöttävän verkon kapasitanssista, joka riippuu myös muuntajan perässä olevasta kokonaisjohtopituudesta. Yleisenä periaatteena on, että maasulkua ei levitetä toisille muuntajille, minkä takia rengaslenkkien molemmat päät kytketään yhden muuntajan syöttämiksi.

Maasulun paikannusta on helpotettu joillakin asemilla maasulkuindikaattoreilla. Yksivaiheisen maasulun vianpaikannus tehdään tarkastelemalla vaiheiden virtoja, siirtämällä jakorajaa jännitteisenä ja seuraamalla maasulun indikointia [36]. Vianpaikannuksen jälkeen vikaantunut johtoväli voidaan erottaa jännitteisenä ilman asiakaskeskeytyksiä.

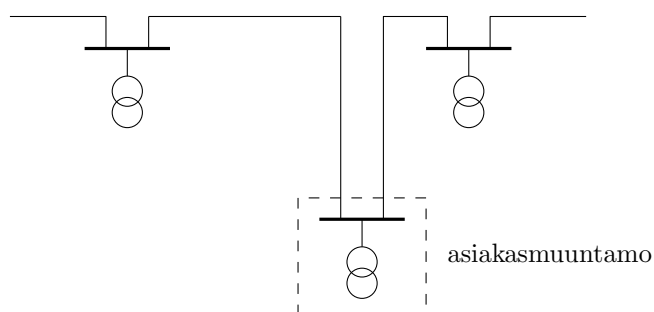
Maasulku 20 kV:n maasta erotetussa verkossa, joka aiheuttaa välittömän laukaisun, paikannetaan puolittamistekniikalla seuraamalla vikaindikointia ja kytkemällä lähtö uudelleen päälle uudella jakorajalla [36]. Kaapeliverkon oikosulussa ja kaksoismaasulussa ei sallita uudelleenkytkentöjä vian haussa.

Oikosulut saadaan paikannettua etäisyysindikaattorilla ja vikaindikaattoreilla [36]. Vikaindikaattori ilmaisee, jos vikavirta on kulkenut sen läpi. Vikaantunut johtoväli saadaan yksiselitteisesti selville, jos jokaisen johtovälin alussa on vikaindikaattori.

7.5 Asiaksmuuntamon liitäntä

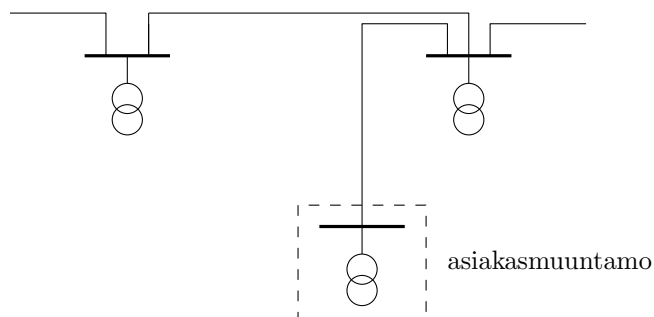
Osa jakeluverkon muuntamoisia on asiakkaan omistamia muuntamoita, jotka sijaitsevat asiakkaan omistamissa tiloissa. Näissä muuntamoissa verkkoyhtiöllä on oikeus käyttää muuntamon kytkinlaitteita, vaikka se ei omista niitä. Tällaisissa toisten tiloissa sijaitsevilla muuntamoilla luoksepäästävyys voi muodostua ongelmaksi. Ongelmana voi olla myös se, että verkkoyhtiö ei voi uusida tai huoltaa kytkinlaitteita ilman asiakkaan suostumusta.

Mikäli asiaksmuuntamo on osa silmukoitua verkkoa, on tärkeää, että vikatilanteissa pystyttäisiin käyttämään asiaksmuuntamon erotinlaitteita mahdollisimman nopeasti, jotta vikaantunut johtoväli saadaan erotettua. Jos asiaksmuuntamolle ei päästä nopeasti, voidaan avata niiden kahden muuntamon erottimet, joista lähtee kaapelit asiaksmuuntamon suuntaan. Tämän jälkeen vain asiakas kokee keskeytyksen, kunnes asiakkaan tiloihin päästään erottamaan vikaantunut johto.

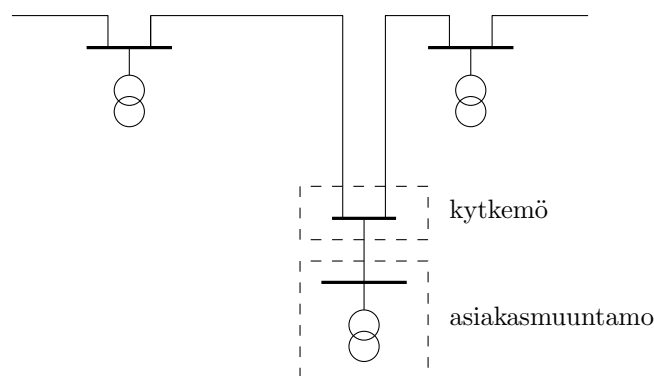


Kuva 34. Asiaksmuuntamo osana silmukaverkkoa

Vaihtoehtoisesti asiaksmuuntamo voidaan liittää säteittäisesti verkkoyhtiön muuntamoon tai kytkemöön, joka on yleisesti ja helposti verkkoyhtiön saavutettavissa. Säteittäiskäytössä on punnittava teknistaloudellisesti, mihin muuntamoon tai kytkemöön asiaksmuuntamot kannattaa liittää. Säteittäiskäytöllä, kun asiakkaan muuntamo irrotetaan verkosta, tarvitsee avata vain yksi erotin siltä muuntamolta tai kytkemöltä, joka syöttää kyseistä muuntamoita. Haittana on, että vian ollessa säteittäisellä johdolla, asiakas joutuu odottamaan, että vika saadaan korjattua. Kytkemöä käytettäessä säteittäisjohto-osuus saadaan lyhyemmäksi.



Kuva 35. Asiaksmuuntamo säteittäissyötöllä



Kuva 36. Asiakasmuuntamo säteittäissyötöllä kytkemöstä

Asiakasliityntöjen kaikissa vaihtoehdoissa verkkoyhtiö hankkii ja asentaa liittymiskaapelit päätteineen asiakkaan liittymiskennoille asti siten, että asiakas vastaa asialtilassa kaapelin asennuskustannuksista. Asiakas kustantaa, omistaa ja huoltaa oman muuntamolaitteiston.

Nykyisin asiakasliitynnöissä käytetään silmukoitua vaihtoehtoa. Siinä asiakkaan tilaan tulee vähintään kaksi liittymiskennoa, joissa sijaitseviin kuormaerottimiin lisätään mahdollisuus kaukokäyttöön. Lisäksi asiakas asentaa asentoindikaattorit etälumentamahdollisuudella, oikosulkuindikaattorin ja joskus lisäksi maasulkuilmaisimen. Silmukoidun vaihtoehdon etuna on lyhyempi keskeytyspituus, sillä asiakasmuuntamo voidaan kytkeä jännitteiseksi, vaikka toinen liittymiskaapeli on vikaantunut. Haittana ovat sen suuremmat hankintakustannukset asiakkaalle johtuen siitä, että tarvitaan yksi kenno laitteineen enemmän ja verkkoyhtiölle mahdollisuus käyttää kytkinlaitteita asiakkaan tiloissa. Verkkoyhtiön nopea pääsy kytkentälaitteille ei aina onnistu verkkoyhtiöstä riippumattomista syistä, jolloin syntyy suurempi keskeytysaika etenkin kyseiselle asiakkaalle. Ongelmaksi voi muodostua sekin, että verkkoyhtiö ei voi yksin päättää kytkimien uusimisesta asiakkaan tiloissa, vaikka siitä olisi hyötyä.

Säteittäis- ja kytkemövaihtoehdossa asiakkaan on hankittava vain yksi liittymiskennolaitteistoineen ja huolehdittava yhden kaapelin asennusreitintä rakentamisesta. Lisäksi asiakas säästyy oikosulkuilmaisimien asentamisesta sekä mahdollisilta kaukokäyttö- ja etälumentalaitteistoilta. Verkkoyhtiön on toimitettava vain yksi liittymiskaapeli asiakkaan liittymiskennoon. Etuna on myös, että verkkoyhtiön ei tarvitse tavallisessa käyttötoiminnassaan käyttää asiakkaan tilassa olevia kytkimiä lainkaan. Liittymiskaapelia korjattaessa voi kuitenkin syntyä tilanne, jossa muuntamopään erotin täytyy avata, jos takasyöttö on mahdollista.

Kytkemövaihtoehdossa verkkoyhtiön täytyy rakentaa kytkemö, joka on hankintoineen ja huoltotoineen verkkoyhtiön vastuulla. Se nostaa verkkoyhtiön kustannuksia, mutta vähentää yksittäisen asiakkaan hankintakustannuksia silmukoituun vaihtoehtoon nähden ja keskeytyksiä säteittäisvaihtoehtoon verrattuna. Vaihtoehdossa tarvitaan lisäksi vähiten kaapelia. Lisää etua saattaa syntyä silloin, jos yhtä kytkemöä voidaan käyttää useampaan asiakasmuuntamoon.

7.6 Aikaisemmat opinnäytetyöt

Helsingin alueen keskijänniteverkon kehittämisestä on tehty diplomityö vuonna 1989 [37]. Tehdyn diplomityön lähtökohta oli, että verkko pyrittiin muuttamaan yhdysjohtoverkosta rengasverkoksi. Tällöin jakorajan molempia puolia syötetään saman muuntajan kautta ja rajasiirrot onnistuvat ilman keskeytyksiä. Työssä arvioitiin erityyppisten verkkojen taloudellisuutta ja vaikutusta kaapeleiden kuormitettavuuteen.

Keskeiset vertailtavat rengasverkkotyypit olivat yhdysjohtoverkko, rengasverkko ja rengasverkko varakaapelilla, joka kytketään samalle asemalle. Verkkomuotoja vertailtiin laitteiden, johtopituuksien, häviöiden ja keskeytyskustannusten perusteella. Vertailuissa verkkomallien välillä oletettiin, että tietty verkkomalli on yleisesti tietyn vakioprosenttimäärän johtopituudeltaan pidempi tai lyhempi kuin toinen verkkomalli. Samoin tietty verkkomalli aiheuttaa suuremman tai pienemmän häviön tietyn vakion prosenttimäärän verran. Keskeytysten kustannukset arvioitiin verkkomallin johtopituuksista ja kuormitettavuuksista. Lähtöoletukset verkkomallien pituuksien eroista otettiin kahdesta saksalaisesta lähteestä. Tuloksia tulkittaessa on huomioitava, että verkkomuotojen kokonaiskustannuksia vertailtiin yleistettyihin arvoihin pohjautuen eikä tapauskohtaisesti.

Rengasverkko, johon liitetään varakaapeli, osoittautui työssä taloudellisimmaksi vaihtoehdoksi etenkin, jos silmukan kuormitus oli jo saavuttanut pisteen, jossa tarvitaan lisävahvistusta. Taloudellisuus perustui osaltaan myös siihen, että varakaapelille annetaan normaalitilanteessa osa renkaan kuormasta, jolloin häviöitä saadaan pienennettyä. Käytön kannalta selkeimmäksi ja turvallisimmaksi verkoksi arvioitiin rengasverkko, jota syötetään kahdella kiskolla ja ryhmällä

Eri rengasverkkojen kuormitettavuutta arvioitiin hätäkuormitettavuus- ja normaalitilanteessa. Vertailulla arvioitiin tarvittavien johtolähtöjen ja varatehon määrää. Olemassa olevien yhdysjohtojen kuormitettavuutta suositeltiin nostettavaksi hätäkuormituksen suuruiseksi, sillä johtoa syötetään harvoin vain toisesta päästä. Näin saatiin säästöä, kun johtolähtöjä oletetaan voitavan vähentää. Johtolähtöjen määrän vaikutusta kokonaiskaapelipituuteen arvioitiin yhtälöllä, joka aiheutti jopa 30 %:n virheitä molempiin suuntiin.

Jakelualueiden suunnitteluun otettiin kantaa siten, että sähköasemille muodostetaan iteratiivisesti jakelualueet niin, että kuormitukset jakautuvat sopivasti ennusteet huomioiden. Tämän jälkeen muodostetaan jakelualueiden mukaiset rengasverkot ja jakorajat, ellei se ole liian kallista rakentaa. Liian suuret ja pienet kuormat ratkaistaan siirtämällä jakorajoja asemien välillä. Rengasverkkojen jakorajat muodostuvat hyvin pysyviksi, joten alkuiterointi katsottiin tärkeäksi ja ennustukset tehtäväksi pitkällä tähtäimellä.

Sähköasemat pyritäisiin sijoittamaan mahdollisimman keskelle kulutuskeskittymiä häviöiden ja kaapelipituuden pienentämiseksi. Kolmen muuntajan sähköasema arvioitiin kaksimuuntajista taloudellisimmaksi 20 kV:n alueella. 10 kV:n alueella kolmen

muuntajan asema oli taloudellinen vain kantakaupungissa, jos asemalla oli valmis varaus kolmannelle muuntajalle ja vastaaville kiskoille ja ryhmille.

Toisessa Helen Sähköverkolle tehdyssä diplomityössä, jossa tutkittiin pienjänniteverkkoja, on käyty läpi myös keskijänniteverkon malleja [38]. Kolmas työ, joka käsitteli pienjänniteverkon kehittämistä, sivusi myös keskijänniteverkkoa ja optimaalista muuntajakokoa [39]. Siinä parhaimmaksi muuntajakooksi valikoitu 630 kVA:n muuntaja pientaloalueille ja 1000 kVA:n muuntaja kerrostaloalueille.

8 Verkkomallien laskelmat ja vertailu

8.1 Optimointimenetelmä ja -aineisto tavoiteverkkolaskelmiin

Tavoiteverkkojen muodostamisessa käytetään Trimble Network Optimizer -ohjelmistoa, joka ei ole vielä kaupallisessa käytössä. Kyseinen ohjelmisto nivoutuu yhteen Trimble NIS -ohjelmiston kanssa, jonka tietokannasta optimointiohjelma hakee tarvittavat tiedot olemassa olevista ja suunnitelluista sähköasemista, muuntamoista ja niiden sijainneista.

Ohjelmisto käyttää kehitettyä VOH-algoritmia optimoinnissa [40]. Aluksi algoritmi luo mahdollisimman hyvän alkuarvauksen verkon muodosta, jonka jälkeen topologiaan tehdään muutoksia. Muutoksilla vältetään lokaalit minimi. Alkuarvauksen jälkeen optimaalisimman topologian muodostamisessa hyödynnetään karttarastereita. Karttarasterin avulla saadaan muodostettua solmupisteiden välisiä kustannusparametreja hyödyntäen tietoja muun muassa alueiden vikataajuuksista, kaivukustannuksista ja korjausajoista [41]. Muodostetuille topologioille ohjelma etsii optimaaliset kytkinlaitteet, niiden paikat ja jakorajat annettujen ehtojen mukaisesti [42].

Tavoiteverkon laskennassa käytetään Helsingin jakeluverkon toimialuetta. Tarkemmin Lauttasaaren ja keskustan aluetta. Lauttasaareen rakennetaan uusi alue, jota ei ole vielä olemassa. Sen lähtötietoina käytetään alustavia suunnitelmia alueen rakennuskannasta ja kaduista, sekä arvioita muuntamoiden paikoista kulutustietoineen. Keskustan alueella lähtötietoina käytetään olemassa olevaa rakennuskantaa, katuverkostoa, sähköasemia ja muuntamoita.

Kaapelireittien olosuhteet ja hintatiedot mallinnetaan rasterikarttojen perusteella. Molemmilla alueilla käytetään kaapeleille samaa vikataajuutta ja korjausaikaa. Kaivukustannuksena käytetään hintaa, joka on Energiaviraston määrittelemän erittäin vaikean olosuhteen kustannus. Energiaviraston regulaatiomalli määrittää kaivuolosuhteet CLC-kartan (CORINE Land Cover) lisäksi sanallisilla määritelmillä ja asemakaavan avulla. Eri olosuhteiden sanalliset määritelmät on esitetty viitteessä [43].

Regulaatiomallin hintaa käytettäessä menetelmään sisältyy heikkous. Todelliset kaapeliojan rakennuskustannukset voivat olla paikallisesti suuremmat tai pienemmät kuin regulaatiomallin yksikköhinnat. Regulaatiomallin perusteella optimoitaessa minimoidaan regulaatiomallin mukaisia kustannuksia eli käytännössä ei minimoida todellisia kustannuksia vaan verkkoyhtiön mahdollista tuottoa investoinnilta. Parempi tulos saadaan, jos karttapohja kuvaa todellisia rakennuskustannuksia, koska silloin minimoidaan todellisia kustannuksia, mikä parantaa yhteiskunnallista hyötyä sekä osaltaan myös verkkoyhtiön tuottoa yhtälön (17) mukaisesti. Tässä työssä käytetään kuitenkin regulaatiomallin määrittämää erittäin vaikean olosuhteen hintaa kaikilla kaapelireiteillä.

Kaapelivaihtoehtona käytetään AHXAMK-W-tyyppistä poikkipinta-alaltaan 240 mm²:n ja 300 mm²:n kaapelia ja valvontamallin niille määrittämiä yksikköhintoja. Yhdessä optimoinnissa joudutaan käyttämään erikseen 300+ mm²:n suuruista kaapelia,

jonka yksikköhinta on 45,0 €/m. Alueella käytetään kaapeleille yhtä vikataajuutta, joka on laskettu AHXAMK-W-kaapelityypin todellisten vikatapausten perusteella. Taulukossa 4 on yksikköhinnat kaivukustannuksille ja käytettäville kaapeleille.

Taulukko 4. Tavoiteverkon optimoinnissa käytettävät Energiaviraston määrittämät yksikköhinnat

	Hinta (€/m)
Kaapelioja - erittäin vaikea olosuhde	151,2
Maakaapeli 300 mm ²	44,5
Maakaapeli 240 mm ²	39,0

Kaapeleiden parametrit on esitetty taulukossa 5. Taulukossa R on resistanssi, X on reaktanssi, B on susceptanssi ja I_{max} kaapelin kapasiteetti.

Taulukko 5. Optimoinnissa käytettävien kaapeleiden parametrit

Poikkipinta	R	X	B	I_{max}
mm ²	Ω/m	Ω/m	S/m	A
300+	0.00011190	0.00010600	0.0000001020	390
300	0.00011200	0.00010700	0.0000001000	380
240	0.00014000	0.00011600	0.0000000940	325

Laitteiden osalta käytetään arvioita laitekustannuksista. Nämä laitehinnat optimointia varten on esitetty taulukossa 6.

Taulukko 6. Laitteiden yksikköhinnat tavoiteverkon optimointia varten

Laite	Kustannus (€)
manuaalinen erotin	4 500
kauko-ohjausmahdollisuus	6 500
kauko-ohjattava erotin	4 900
lähtö asemalle katkaisijoihin	45 000

Jännitetaso on 10 kV molemmilla alueilla. Muuntamoiden kuormat, häviöt ja huipunkäyttöajat saadaan tietokannasta. Optimoinnin muut keskeiset parametrit on esitetty taulukossa 7. Keskeytyskustannusten yksikköhinnat a ja b on korjattu kuluttajahintaindeksillä vuoteen 2016. Suurin sallittu jännitehäviö U_h on 5 % nimellisjännitteestä U_N .

Helsingin Sähköverkko Oy:n suunnitteluperiaatteiden mukaisesti muuntamoille vaaditaan täysi silmukointi oman alueen sähköasemalle ja eri sähköasemien silmukoiden välillä on oltava vähintään yksi varayhteys. Koska ohjelma ei vakiona optimoi jo-kaista lähtöä tällaisella kahdennetun reservin periaatteella, ellei se ole kustannusten

Taulukko 7. Muut käytettävät parametrit tavoiteverkon optimointia varten

a	b	p	r	T	U_h/U_N
€/kW	€/kWh	%	%	a	max
1,32	13,18	6	0,12	40	0,05
k_{en}	λ	t_{rem}	t_{man}	t_{korj}	
€/kWh	vikaa/(100 km, a)	h	h	h	
0,05	0,6	0,167	0,833	10	

kannalta optimaalista, ei optimointiohjelmalla tutkita tällaista vaihtoehtoa. Työssä käytetään kuitenkin yhdessä optimoinnissa asetusta, joka pakottaa reserviyhteydet naapuriasemien välille. Tällöin sähköasemien välille saadaan täysi korvattavuus. Kahdennetun reservin malleja vertaillaan keskenään jäljempänä otsikon 8.4 *Napanuoraja tikapuumallien vertailu* alapuolella hyödyntäen Monte Carlo -menetelmää.

Ohjelmiston avulla tutkitaan erikseen kolmea reserviyhteyksmallia: kustannusten kannalta optimaalista reserviä, täyttä reserviä ja reserviä, jossa varayhteys on pakotettu tulemaan vasta-asemalta.

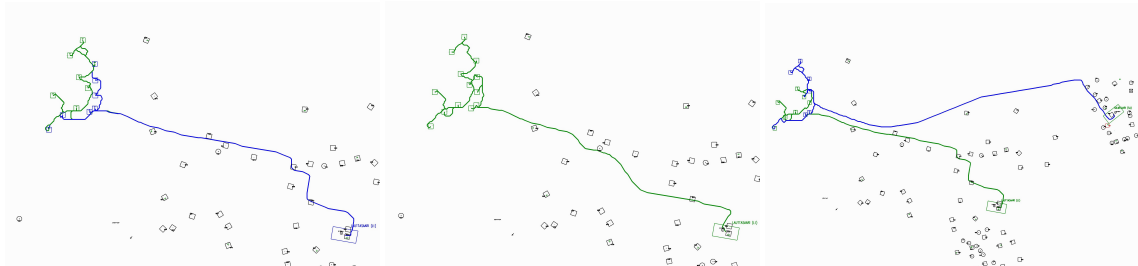
8.2 Tavoiteverkko Lauttasaaren uudelle alueelle

Lauttasaareen rakennetaan uusi alue, johon mallinnetaan tavoiteverkko. Alueelle on määritelty alustavasti 13 muuntajan paikat. Alue muuntamoinen on esitetty kuvassa 37.

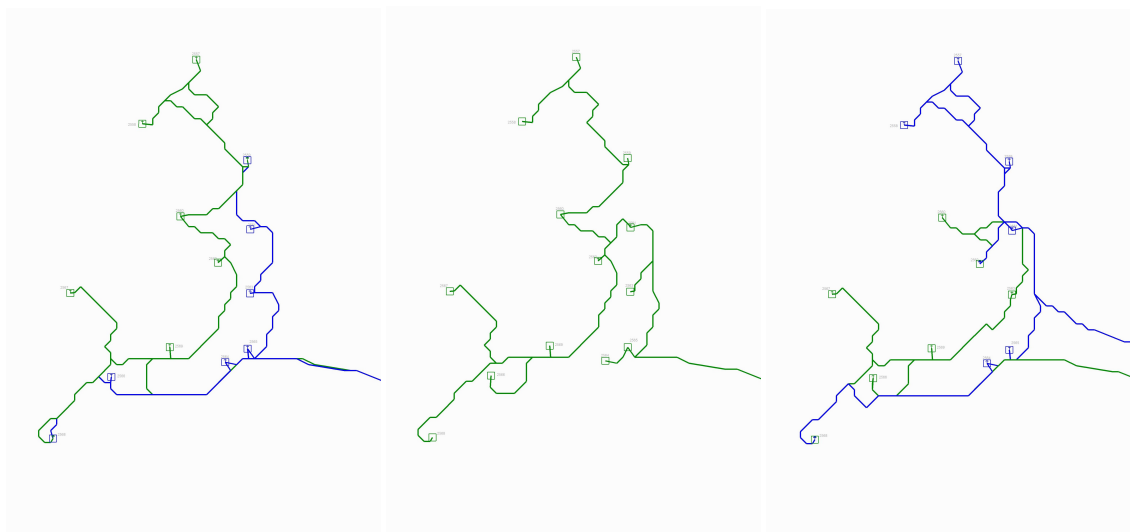


Kuva 37. Lauttasaaren uuden alueen kaapelireitit ja muuntamot

Ohjelmistolla muodostetut tavoiteverkot on esitetty kuvassa 38. Oikean puoleisimmassa kuvassa syötöt tulevat kahdelta eri asemalta. Optimireservillä silmukointi aste oli 0 %. Tarkempi kuvaus uudesta alueesta on kuvassa 39. Eri optimointiasetusten tulokset on esitetty taulukossa 8.



Kuva 38. Trimble Network Optimizerin muodostamat Lauttasaaren uuden alueen tavoiteverkot. Vasemmalta oikealle lueteltuna verkot ovat täysi reservi, optimaalinen reservi ja asemien välinen reservi. Eri lähdöt on piirretty eri väreillä



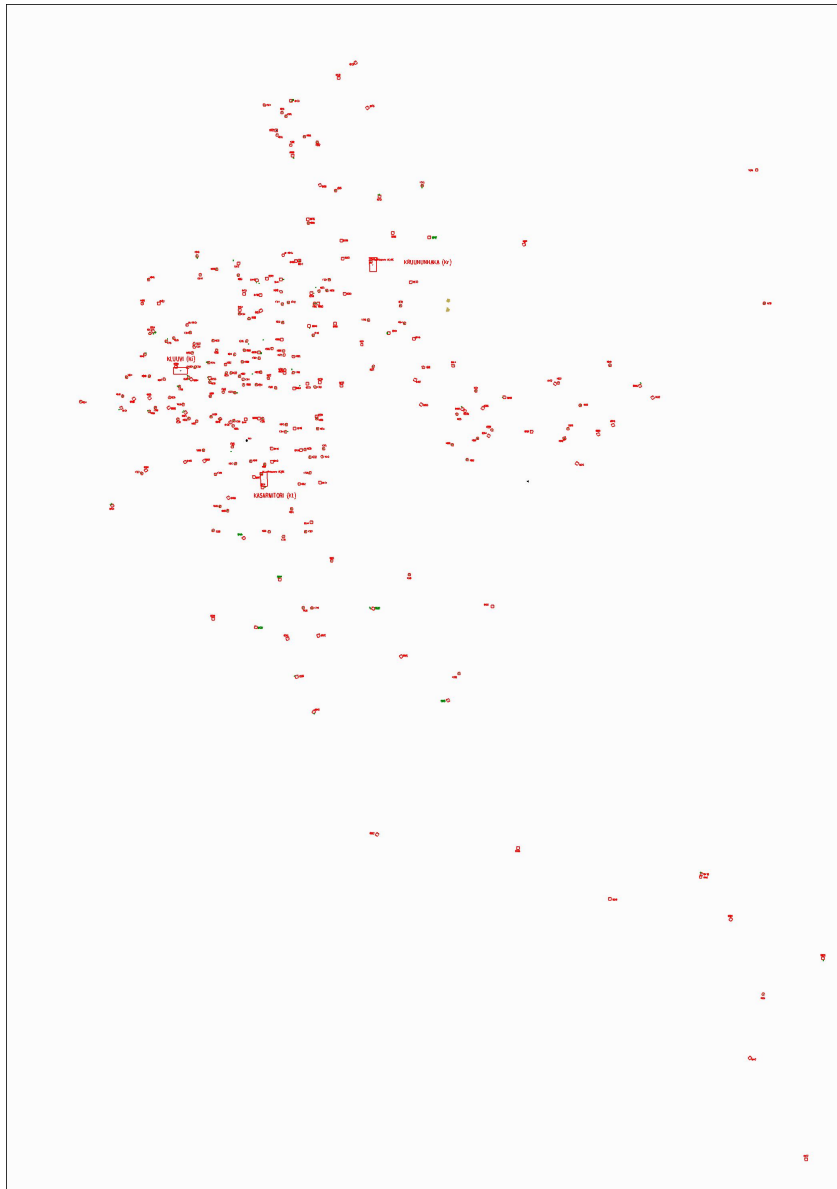
Kuva 39. Tarkempi kuva Koivusaaren alueesta. Vasemmalta oikealle lueteltuna verkot ovat täysi reservi, optimaalinen reservi ja asemien välinen reservi. Eri lähdöt on piirretty eri väreillä

Taulukko 8. Koivusaaren verkko-optimoinnin tulokset eri optimointiasetuksilla

Täysi reservi		Optimaalinen reservi		Asemien välinen reservi	
k€/40 a		k€/40 a		k€/40 a	
Kokonaiskustannus	3 852	Kokonaiskustannus	2 190	Kokonaiskustannus	4 371
– Investoinnit	3 795	– Investoinnit	1 949	– Investoinnit	4 298
– Häviöt	41	– Häviöt	71	– Häviöt	54
– Keskeytykset	16	– Keskeytykset	171	– Keskeytykset	19
kpl		kpl		kpl	
Lähtöjä	2	Lähtöjä	1	Lähtöjä	2
Kytкимиä	28	Kytкимиä	3	Kytкимиä	28
– Manuaalisia	28	– Manuaalisia	3	– Manuaalisia	28
– Kauko-ohjattuja	0	– Kauko-ohjattuja	0	– Kauko-ohjattuja	0
km		km		km	
Kaapelia	7,4	Kaapelia	4,5	Kaapelia	8,9
– 300 mm ²	0	– 300 mm ²	2,1	– 300 mm ²	0
– 240 mm ²	7,4	– 240 mm ²	2,4	– 240 mm ²	8,9

8.3 Tavoiteverkko keskustan olemassa olevalle alueelle

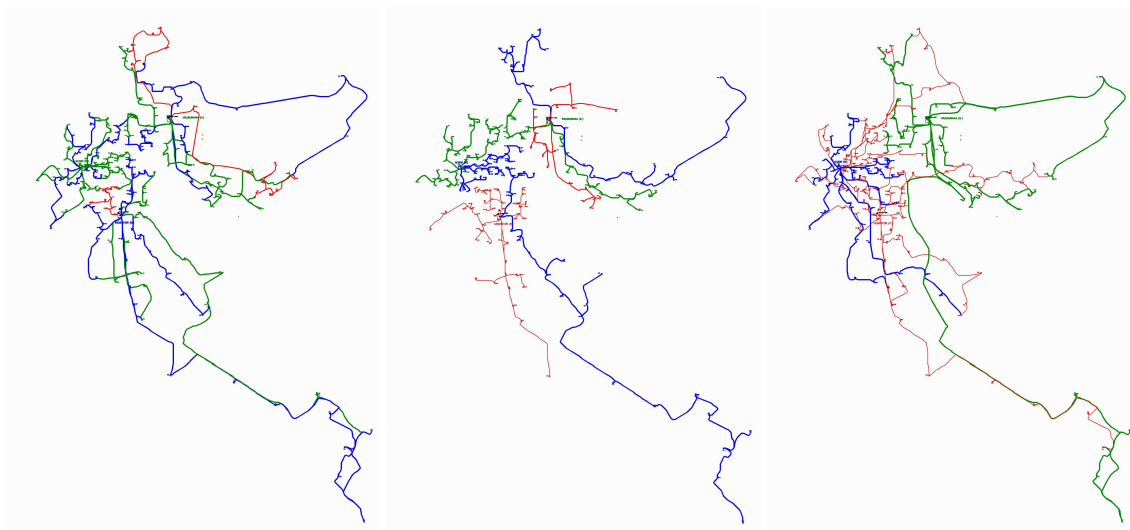
Keskustan alueelle mallinnetaan tavoiteverkko kolmen aseman alueelle: Kruununhaka, Kluuvi ja Kasarmitori. Optimoitavalla alueella on 242 muuntamoita. Alue muuntamoineen on esitetty kuvassa 40.



Kuva 40. Keskustan alue muuntamoineen optimiverkkoa varten

Asemareservivaihtoehdolla jouduttiin käyttämään lisäksi 300 mm² suurempaa kaapelia, jotta ohjelmisto pystyisi laskemaan toimivan verkon. Tämä kaapelityyppi on ilmoitettu taulukossa 9 nimellä 300+ mm².

Trimble Network Optimizerin muodostamat tavoiteverkot on esitetty kuvassa 41. Eri optimointiasetuksilla saadut tulokset on esitetty taulukossa 9.



Kuva 41. Trimble Network Optimizerin muodostamat tavoiteverkot keskustan alueelle. Vasemmalta oikealle verkot ovat täysi reservi, optimaalinen reservi ja asemien välinen reservi.

Taulukko 9. Keskusta-alueen verkon optimoinnin tulokset eri optimointiasetuksilla.

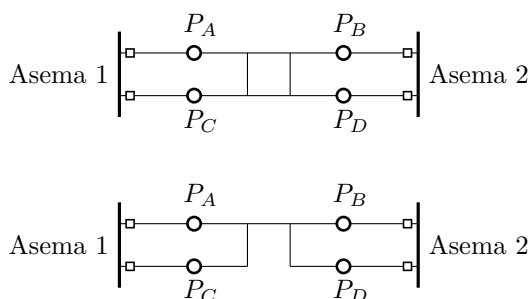
Täysi reservi		Optimaalinen reservi		Asemien välinen reservi	
k€/40 a		k€/40 a		k€/40 a	
Kokonaiskustannus	21 083	Kokonaiskustannus	13 976	Kokonaiskustannus	21 529
– Investointi	20 608	– Investointi	12 242	– Investointi	20 994
– Häviöt	311	– Häviöt	481	– Häviöt	350
– Keskeytys	164	– Keskeytys	1 253	– Keskeytys	184
kpl		kpl		kpl	
Lähtöjä	35	Lähtöjä	21	Lähtöjä	34
Kytкимиä	499	Kytкимиä	54	Kytкимиä	490
– Manuaalisia	499	– Manuaalisia	52	– Manuaalisia	490
– Kauko-ohjattuja	0	– Kauko-ohjattuja	2	– Kauko-ohjattuja	0
km		km		km	
Kaapelia	52,6	Kaapelia	35,3	Kaapelia	57,4
– 300 mm ²	39,2	– 300 mm ²	9,3	– 300+ mm ²	1,7
– 240 mm ²	13,4	– 240 mm ²	26,0	– 300 mm ²	17,3
				– 240 mm ²	38,4
min/a		min/a		min/a	
SAIDI/asema		SAIDI/asema		SAIDI/asema	
– Kruununhaka	0,84	– Kruununhaka	3,72	– Kruununhaka	0,78
– Kluuvi	0,30	– Kluuvi	3,48	– Kluuvi	0,72
– Kasarmitori	0,60	– Kasarmitori	1,92	– Kasarmitori	0,48
CAIDI/asema	min	CAIDI/asema	min	CAIDI/asema	min
– Kruununhaka	54	– Kruununhaka	298	– Kruununhaka	53
– Kluuvi	56	– Kluuvi	514	– Kluuvi	55
– Kasarmitori	52	– Kasarmitori	246	– Kasarmitori	55

8.4 Napanuora- ja tikapuumallien vertailu

Nykyisten suunnitteluperiaatteiden mukaan verkkomallina voidaan käyttää joko napanuora- tai tikapuumallia. Tässä osassa vertaillaan malleja sähköasemakeskeytyksen näkökulmasta.

Malleilla on eroa tilanteessa, jossa kuormituksia siirretään asemalta toiselle. Tilanne, jossa siirtoja täytyy tehdä naapuriasemalle, syntyy, kun toinen sähköasemista irtoaa verkosta, jolloin sähköaseman sisäistä kuormitusten siirtoa rengaslenkissä ei voida tehdä, sillä aseman molemmat keskijännitekiskot ja -ryhmät ovat jännitteettömiä.

Toisen aseman vikaantuessa napanuoramallilla naapuriaseman kuormitus on siirrettävä yhtä yhdysjohtoa pitkin, kun tikapuumallissa se voidaan siirtää kahdella johdolla. Tämä tarkoittaa, että napanuoramallissa yhdysjohdon kapasiteetti tulee ensin vastaan. Sitä kuormitusta, jota ei pystytä siirtämään yhdysjohdon kapasiteetin täytyttyä, ei voida siirtää naapuriasemalle, jolloin siirtämättömät kuormat kokevat pidemmän keskeytyksen ja syntyy suurempi keskeytyshaitta.



Kuva 42. Tikapuu- ja napanuoramalli sekä lähtöjen hetkelliset kuormitukset P_A , P_B , P_C ja P_D

Keskeytyshaitta, joka koko aseman vikaantumisesta syntyy, riippuu lähtöjen vian aikaisista kuormituksista. Sitä, millä kuormitushetkellä vika tapahtuu, ei voida tietää ennakolta. Koska keskeytyshaitta on riippuvainen vikahetken aikaisista kuormituksista, jotka ovat ennestään tuntemattomat, mutta joiden tiedetään vaihtelevan tietyllä välillä, käytetään tässä Monte Carlo -simulaatiota mallien vertailussa. Tällä tavoin saadaan laskettua tilastollisesti kahden mallin keskeytyshaitan suuruudet ja jakaumat. Mikäli tikapuumallilla saatava säästö keskeytyskustannuksissa on suurempi kuin investointisummien erotus, voidaan investointia pitää järkevänä.

Simulaatiossa napanuora- ja tikapuumallien kuormitukset kuvataan lähtökohtaisina kuormituksina. Tämä siksi, että lähtöjen hetkelliset kuormitukset määräävät sen, kuinka paljon kuormitusta täytyy ja voidaan siirtää jännitteiselle asemalle. Kuvassa 42 nämä kuormat ovat P_A , P_B , P_C ja P_D . Näistä lähdöt A ja C kuuluvat yhdelle asemalle, asemalle 1, ja B ja D toiselle, asemalle 2.

Lähtöjen kuormituksille käytetään kahta eri satunnaisjakaumaa ja lähtöjen välistä korrelaatiota. Satunnaisjakaumat kertovat sen, miten lähtöjen kuormituskertoimet vaihtelevat ajassa. Korrelaatio kuvaa, miten lähellä eri lähtöjen kuormituskäyrät

ovat toisiaan ajallisesti, ja siten korrelaatio on reaaliaikailmassa sitä suurempi, mitä lähempänä kuormitustyyppit eri lähdöillä ovat toisiaan. Satunnaisjakaumina käytetään erikseen tasa- ja normaalijakaumaa. Korrelaatio lähtöjen väleillä on joko 100 % tai 0 %.

Simulaatiota varten on määriteltävä, millä välillä kuormituskertoimet liikkuvat. Kuormituskerroin kuvaa lähdön kuormitusta suhteessa johdon maksimikapasiteettiin. Suunnitteluperiaatteiden mukaan käytetään johtotyyppiä AHXAMK-W 240 mm², jonka maksimikuormitus I_{max} on tässä 325 A. Kuormitusmalli rakennetaan niin, että maksimaalinen kuormitus yhdelle lähdölle voi normaalitilanteessa olla 50 % eli 162,5 A.

Satunnaismuuttujat simuloinnissa tehdään lähtöjen kuormituskertoimille k_1, k_2, k_3 ja k_4 , jotka kuvaavat kunkin lähdön hetkellistä kuormituskerrointa, joka on suhteellinen osuus maksimikuormituksesta. Suurin normaalikäytössä oleva kuormitus lähdölle on 50 % eli kuormituskerroin on siten aina pienempi tai yhtä suuri kuin 0,5. Pienimmillään kuormitus voi olla 0, mutta täysin kuormittamattomat johtolähdöt ovat harvinaisia keskijännitteellä. Siitä syystä tasajakaumalla käytetään kuormituskertoimelle pienimmillään arvoa 0,1.

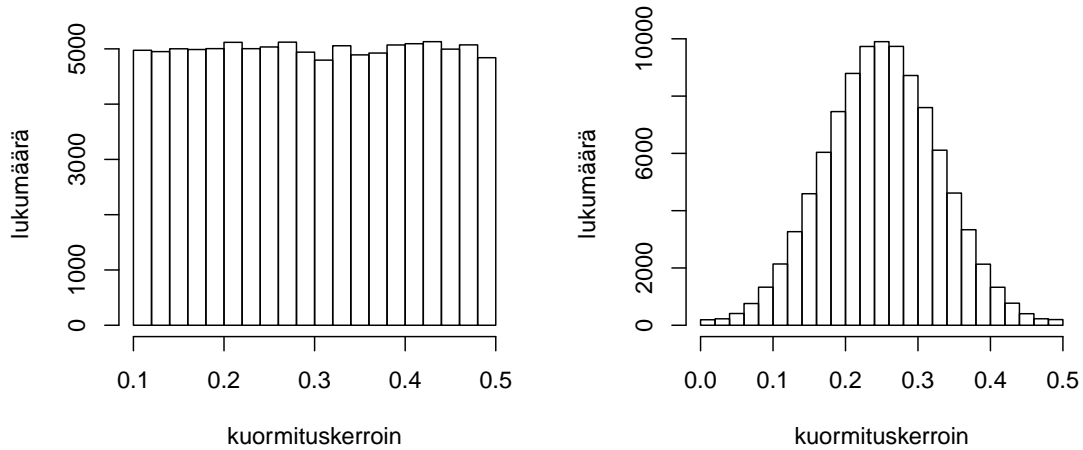
Hetkelliset kuormitukset eri lähdöille saadaan yhtälöillä (56), missä suurin sallittu yhden lähdön syöttämä teho on $P_{max} = \sqrt{3} U_N I_{max} \cos \varphi$

$$\begin{aligned} P_A &= k_1 P_{max} \\ P_B &= k_2 P_{max} \\ P_C &= k_3 P_{max} \\ P_D &= k_4 P_{max} \end{aligned} \tag{56}$$

Jokaiselle kuormituskertoimille (k_1, k_2, k_3 ja k_4) muodostetaan simuloinnissa 100 000 satunnaisarvoa, mikä tarkoittaa sitä, että molemmille verkkomalleille simuloidaan 100 000 mahdollista vikahetkeä satunnaisilla lähtöjen kuormituksilla. Esimerkkinä lähdön A kuormituskerroin k_1 on satunnaisjakaumaltaan kuvan 43 mukainen. Tasajakaumassa arvot ovat välillä 0,1–0,5. Normaalijakaumassa odotusarvo on 0,25 ja keskihajonta on 0,08. Normaalijakauman negatiiviset luvut on muutettu nollan suuruiseksi kuormiksi ja 0,5 suuremmat luvut 0,5 suuruiseksi.

Jos korrelaatio on 100 %, kaikki kuormituskertoimet (k_1, k_2, k_3 ja k_4) ovat yhtä kuin kuormituskerroin k_1 . Jos korrelaatio on 0 %, jokaiselle kuormituskertoimelle muodostetaan omat 100 000 satunnaisarvoa, jolloin kaikkien lähtöjen hetkelliset kuormitukset ovat toisistaan täysin riippumattomia, mutta edelleen samassa jakaumavälissä.

Keskeytyshaitan suuruuteen vaikuttaa asematasoinen vikataajuus. Tarkastelussa käytetään vikataajuutta λ_{sa} , joka kuvaa kokonaisen sähköaseman irrottavien vikojen lukumäärän vuodessa, eli niiden vikojen lukumäärä, jotka aiheuttavat kuormien siirron naapuriasemille. Tässä käytetään arvoa 0,0247 vikaa/(asema, a) eli lähes kaksi ja puoli vikaa sadassa vuodessa asemaa kohden. Arvo on keskiarvo kaikista yli 20 min vioista, jotka koskivat koko asemaa vuosina 1965–2012 [44]. Keskimääräisenä



Kuva 43. Lähdön A kuormituskertoimen k_1 satunnaisjakaumat ajassa tasajakautuneena ja normaalijakautuneena

keskeytysaikana t_{eiSiir} käytetään arvoa 1,56 h/vika, joka on keskiarvo yli 20 min vioista, jotka koskivat koko asemaa vuosina 1965–2012. Aikavälillä on arviolta 728 sähköasemavuotta, minkä aikana tapahtui 18 yli 20 min vikaa.

Simulaatiota varten tarvitaan eri mallien keskeytysten synnyttämät kustannukset. Napanuoramallin keskeytyshaikka, kun asema 2 irtaava verkosta, saadaan yhtälöllä (57).

$$K_{kah,napa} = \kappa_{kesk} \lambda_{sa} (P_B + P_{siir})(a + b t_{siir}) + \kappa_{kesk} \lambda_{sa} P_{eiSiir} (a + b t_{eiSiir}) \quad (57)$$

missä

$$\begin{aligned} P_{siir} &= \min(P_D, P_{kapas}) \\ P_{eiSiir} &= P_D - P_{kapas} \\ P_{kapas} &= P_{max} - (P_A + P_B) \end{aligned} \quad (58)$$

missä kuorma P_{siir} sisältää muut kuin lähdön B kuormitukset, jotka on mahdollista siirtää naapuriasemalta 2 asemalle 1, ja se riippuu lähtöjen kuormitusten hetkellisistä suuruuksista ja reserviyhteyden kapasiteetista. Nämä kuormitukset saadaan siirrettyä kytkinlaitteiden avulla ajassa t_{siir} . Napanuoramallissa naapuriaseman kuormat syötetään A-lähdön kautta. Kuormituksia P_{eiSiir} ei voida siirtää naapuriasemalta 2 asemalle 1 kapasiteetin täytyttyä ja niiden keskeytysaika loppuu ajan t_{eiSiir} kuluessa, jännitteen palautuessa asemalle 2. Kuormitus P_{kapas} kuvaa hetkellistä kuormitusmäärää, joka on kapasiteetin puolesta mahdollista siirtää jännitteiselle asemalle, kun lähtöjen A ja B kuormat vähennetään kaapelin kapasiteetista. Jos P_{kapas} , P_{eiSiir} tai P_{siir} saa simulaatiossa negatiivisen arvon, se muutetaan nolaksi. κ_{kesk} on keskeytyskustannusten kapitalisointikerroin.

Tikapuumallin keskeytyshaitta aseman 2 irrottua saadaan yhtälöllä (59). Siinä naapuriaseman kaikki kuormitukset saadaan siirrettyä naapuriasemalle, sillä suunnitteluperiaatteiden mukaan jokainen lähtö voi kuormittaa enimmillään 50 %.

$$K_{kah,tika} = \kappa_{kesk} \lambda_{sa} (P_B + P_D) (a + b t_{siir}) \quad (59)$$

Samassa järjestyksessä, kun asema 1 irtotaa, keskeytyshaitta eri malleilla saadaan yhtälöillä (60).

$$\begin{aligned} K_{kah,napa2} &= \kappa_{kesk} \lambda_{sa} (P_A + P_{siir2}) (a + b t_{siir}) + \kappa_{kesk} \lambda_{sa} P_{eiSiir2} (a + b t_{eiSiir}) \\ K_{kah,tika2} &= \kappa_{kesk} \lambda_{sa} (P_A + P_C) (a + b t_{siir}) \end{aligned} \quad (60)$$

missä

$$\begin{aligned} P_{siir2} &= \min(P_C, P_{kapas2}) \\ P_{eiSiir2} &= P_C - P_{kapas2} \\ P_{kapas2} &= P_{max} - (P_B + P_A) \end{aligned} \quad (61)$$

Edellisistä yhtälöistä saadaan laskettua molempien mallien keskeytyskustannukset yhteensä yhtälöiden (62) avulla.

$$\begin{aligned} K_{napa,yht} &= K_{kah,napa} + K_{kah,napa2} \\ K_{tika,yht} &= K_{kah,tika} + K_{kah,tika2} \end{aligned} \quad (62)$$

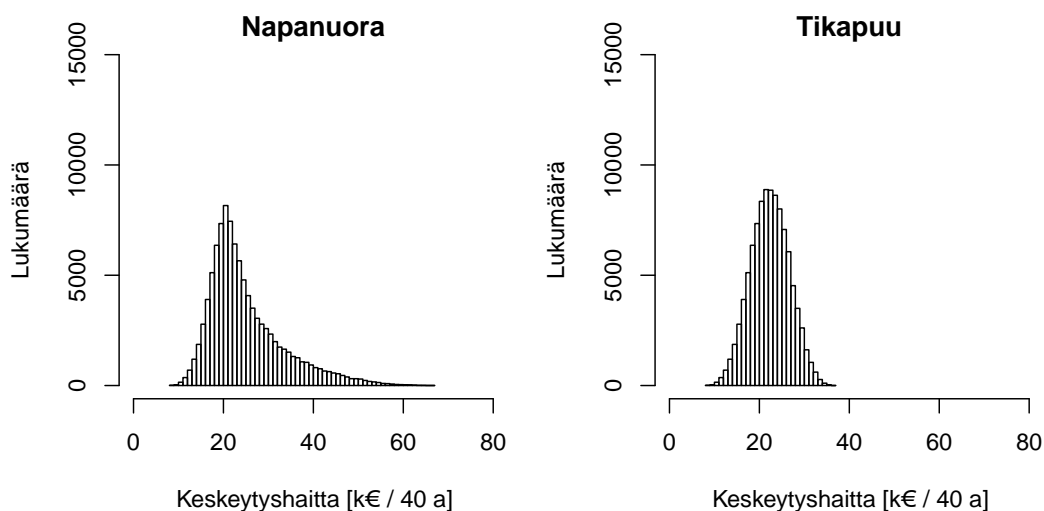
missä $K_{napa,yht}$ on napanuoramallin sähköasemakeskeytysten kustannukset, kun aseman 1 ja 2 irtoaminen otetaan huomioon, ja $K_{tika,yht}$ on tikapuumallin sähköasemakeskeytysten kustannukset, kun aseman 1 ja 2 irtoaminen otetaan huomioon.

Simulaation keskeiset parametrit on esitetty taulukossa 10.

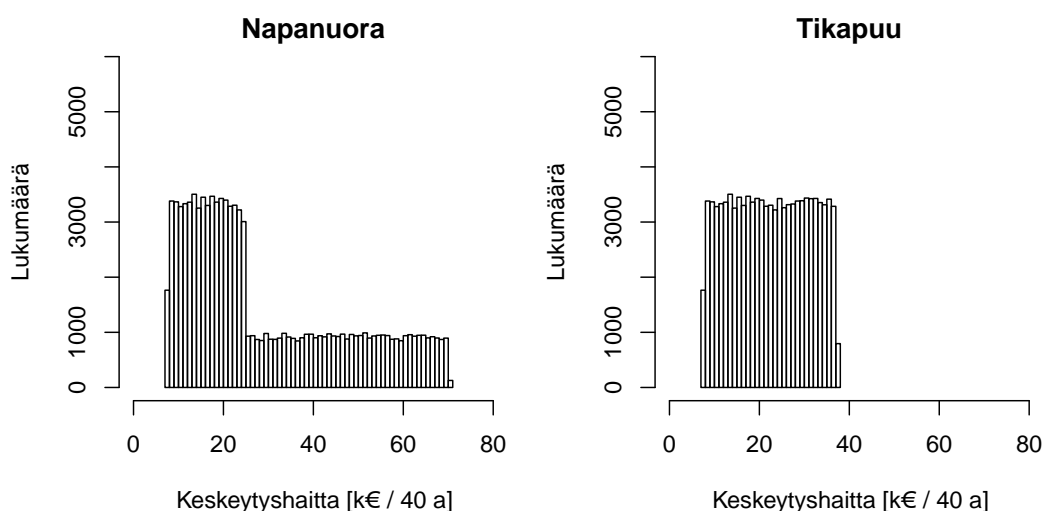
Taulukko 10. Parametrit napanuora- ja tikapuumallien vertailuun Monte Carlo -simulaatiota varten

a	b	T	p	r	λ_{sa}
€/kW	€/kWh	a	%	%	vikaa/(asema, a)
1,32	13,18	40	5	0,12	0,0247
t_{siir}	t_{eiSiir}	U_N	I_{max}	$\cos \varphi$	
h	h	V	A		
0,5	1,56	10 000	325	0,97	

Simulaatiossa käytetään apuna R-ohjelmointikieltä, jonka avulla yllä esitetyt yhtälöt satunnaisarvoineen on muodostettu algoritmiksi [45]. Laskennassa käytettävä R-kielinen algoritmi on esitetty liitteessä A.1.



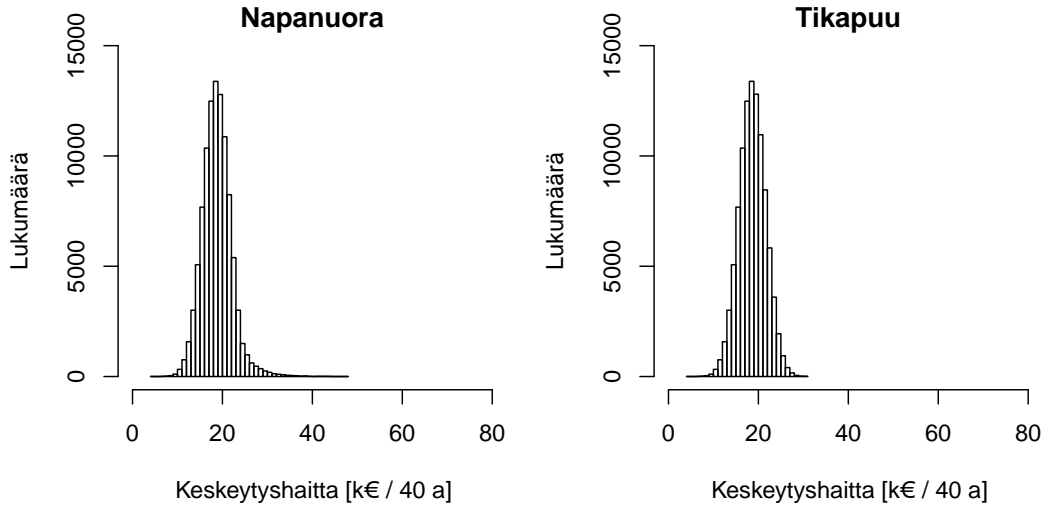
Kuva 44. Keskeytyskustannusten jakautuminen verkkomallien välillä. Kuormituskertoimet tasajakaumalla ja kuormien välinen korrelaatio 0 %.



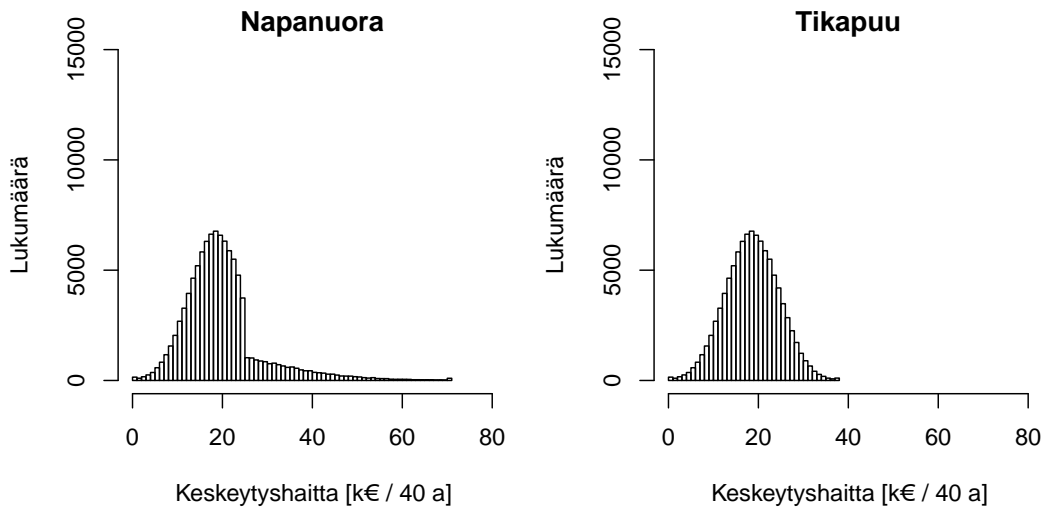
Kuva 45. Keskeytyskustannusten jakautuminen verkkomallien välillä. Kuormituskertoimet tasajakaumalla ja kuormien välinen korrelaatio 100 %.

Simulaatiossa lasketut jakaumat on esitetty kuvissa 44–47. Nämä jakaumat ovat suora tulos yhtälöistä (62). Laskettujen keskeytyskustannusten jakautuminen esitetään histogrammina, jossa x-akselilla on keskeytyshaitan suuruus ja y-akselilla lukumäärä.

Jakaumista lasketut odotusarvot on esitetty taulukossa 11. Mallien välinen erotus kertoo, kuinka paljon tikapuuratkaisu säästää keskeytykskustannuksissa 40 vuodessa. Tässä laskelmassa ei huomioitu vasta-aseman kiskoja takaisia lähtöjä, joiden kuormituksia voitaisiin myös siirtää jännitteiselle asemalle. Tikapuumallilla on luonnollisesti



Kuva 46. Keskeytyskustannusten jakautuminen verkkomallien välillä. Kuormituskertoimet normaalijakaumalla ja kuormien välinen korrelaatio 0 %.



Kuva 47. Keskeytyskustannusten jakautuminen verkkomallien välillä. Kuormituskertoimet normaalijakaumalla ja kuormien välinen korrelaatio 100 %.

enemmän reserviä myös tällaisille kuormien siirroille. Tällaista tilannetta tutkitaan jäljempänä.

Vertailun vuoksi tarkastellaan koko aseman irtoamisen aiheuttamia keskeytyskustannuksia, jos rengaslenkistä ei lähde varayhteyttä toiselle asemalle. Tällöin rengaslenkin, jossa on kaksi lähtöä, keskeytyskustannus sähköasemaviassa muodostuu yhtälöllä (63).

$$K_{kesk} = \kappa_{kesk} 2\lambda_{sa} k P_{max} (a + b t_{eiSiir}) \quad (63)$$

Taulukko 11. Verkkomallien sähköasemalaajuisten keskeytyskustannusten odotusarvot

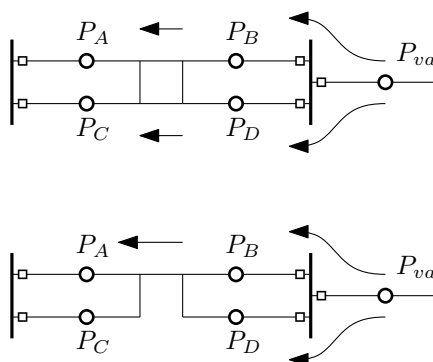
	Tasajakauma		Normaalijakauma	
Korrelaatio	0	100 %	0	100 %
Napanuora (€/ 40 a)	24 993	29 214	18 770	19 834
Tikapuu (€/ 40 a)	22 348	22 354	18 646	18 642
Erotus (€/ 40 a)	2 645	6 860	124	1 192

missä kerroin 2 kuvaa rengaslenkin molempien lähtöjen mukaan ottamista ja kP_{max} on kuormitus yhdellä lähdöllä. Maksimi kuormitus lähdölle on $(1/2)P_{max}$. Tuloksena saadaan taulukon 12 mukaiset keskeytyskustannusarvot rengaslenkin eri kuormitusasteille. Taulukko sisältää yhden rengaslenkin keskeytyskustannusarvot. Napanuora- ja tikapuumalli sisältävät molemmat kaksi rengaslenkkiä.

Taulukko 12. Sähköasemaviasta johtuvat keskeytyskustannusarvot yhdelle rengaslenkille sen eri kuormitustasoilla ilman reserviyhteyttä vasta-asemalle

Lähtöjen kuormitusaste	K_{kesk} (€/40 a)
0,5	53 053
0,4	42 442
0,3	31 832
0,2	21 221
0,1	10 611

Edellä olevassa mallien vertailussa ei huomioitu tilannetta, jossa vasta-aseman rengaslenkin takaisia kuormia P_{va} siirretään jännitteiselle asemalle napanuora- tai tikapuumallien kautta. Tällaista tilannetta voidaan hyödyntää, kun jännitteettömän vasta-aseman kiskoja voidaan hyödyntää. Kuva 48 havainnollistaa tällaista tilannetta.

**Kuva 48.** Vasta-aseman kuormien siirto napanuora- ja tikapuumallilla, kun asema 2 irtoaa.

Seuraavaksi vertaillaan samoilla parametreilla, satunnaisarvoilla ja Monte Carlo -menetelmällä, kuinka paljon napanuora- ja tikapuumallille jää reserviin kapasiteettia,

jota voidaan hyödyntää myös vasta-aseman kiskon jälkeisten kuormien syöttöön. R-kielinen algoritmi, joka on jatkoa liitteen A.1 algoritmille, on esitetty liitteessä A.2.

Yhtälön (64) mukaisesti napanuoramallilla jää reserviin vapaata kapasiteettia $P_{res,napa}$ verran, kun asema 2 irtoaa, ja $P_{res,napa2}$ verran, kun asema 1 irtoaa. Napanuoramallissa oletetaan edelleen, että kuormitukset vasta-aseman rengaslenkistä ja vasta-aseman takaisista kuormituksista siirretään A-lähtöön, kun asema 2 irtoaa, ja B-lähtöön, kun asema 1 irtoaa.

$$\begin{aligned} P_{res,napa} &= P_{max} - (P_A + P_B + P_D) \\ P_{res,napa2} &= P_{max} - (P_B + P_A + P_C) \end{aligned} \quad (64)$$

missä

$$\begin{aligned} P_{res,napa} &= 0, & \text{jos } P_{max} - (P_A + P_B + P_D) < 0 \\ P_{res,napa2} &= 0, & \text{jos } P_{max} - (P_B + P_A + P_C) < 0 \end{aligned} \quad (65)$$

Yhtälön (66) mukaisesti tikapuumallilla jää reserviin vapaata kapasiteettia $P_{res,tika}$ verran, kun asema 2 irtoaa, ja $P_{res,tika2}$ verran, kun asema 1 irtoaa.

$$\begin{aligned} P_{res,tika} &= P_{max} - (P_A + P_B) + P_{max} - (P_C + P_D) \\ P_{res,tika2} &= P_{max} - (P_B + P_A) + P_{max} - (P_D + P_C) \end{aligned} \quad (66)$$

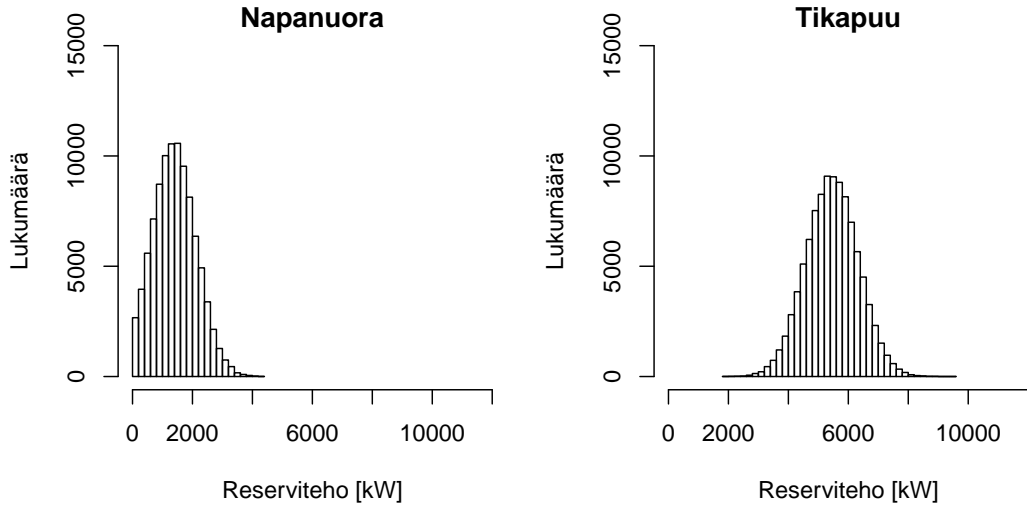
Kuvassa 49 on havainnollistettu, miten eri malleilla on ylimääräistä reserviä aseman 2 irrottua eri kuormitushetkillä. Vasen jakauma on napanuoramallin jäljelle jääneen reservin $P_{res,napa}$ jakauma, kun asema 2 irtoaa. Oikea jakauma on tikapuumallin jäljelle jääneen reservin $P_{res,tika}$ jakauma, kun asema 2 irtoaa. Kyseisessä kuvassa simulaation kuormituskertoimet ovat normaalijakautuneet ja korrelaatiokerroin lähtöjen välillä on 0 %. Taulukkoon 13 on kerätty eri jakaumilla ja korrelaatioilla olevat vapaiden reservien odotusarvot, kun asema 2 irtoaa.

Taulukko 13. Napanuora- ja tikapuumallien vapaa reservi aseman 2 irrottua, jota voidaan hyödyntää vasta-aseman kiskojen jälkeisiin kuormiin.

	Tasajakauma		Normaalijakauma	
Korrelaatio	0	100 %	0	100 %
Napanuora (kW)	769	1 115	1 370	1 460
Tikapuu (kW)	4 369	4 367	5 454	5 455

Malleille jää eri määrä kapasiteettia reserviin. Näiden reservien erotus kertoo, kuinka paljon enemmän tikapuumallilla voidaan siirtää kuormia vasta-aseman takaisista kuormista verrattuna napanuoramalliin. Tämä mallien välinen kuormituskapasiteetin erotus $P_{res,ero}$ on yhtälön (67) mukainen ja siinä huomioidaan sekä aseman 1 että 2 irtoaminen eli moleminsuuntainen reservi.

$$P_{res,ero} = P_{res,tika} + P_{res,tika2} - (P_{res,napa} + P_{res,napa2}) \quad (67)$$



Kuva 49. Napanuora- ja tikapuumallien käytettävissä olevan reservin jakaumat aseman 2 irrottua. Kuormituskertoimet normaalijakaumalla ja kuormien välinen korrelaatio 0 %.

missä aikaisemmin asetettiin $P_{res,napa} \geq 0$ ja $P_{res,napa2} \geq 0$, sillä negatiiviset kapasiteetit nollataan yhtälön (65) mukaisesti ennen laskemista.

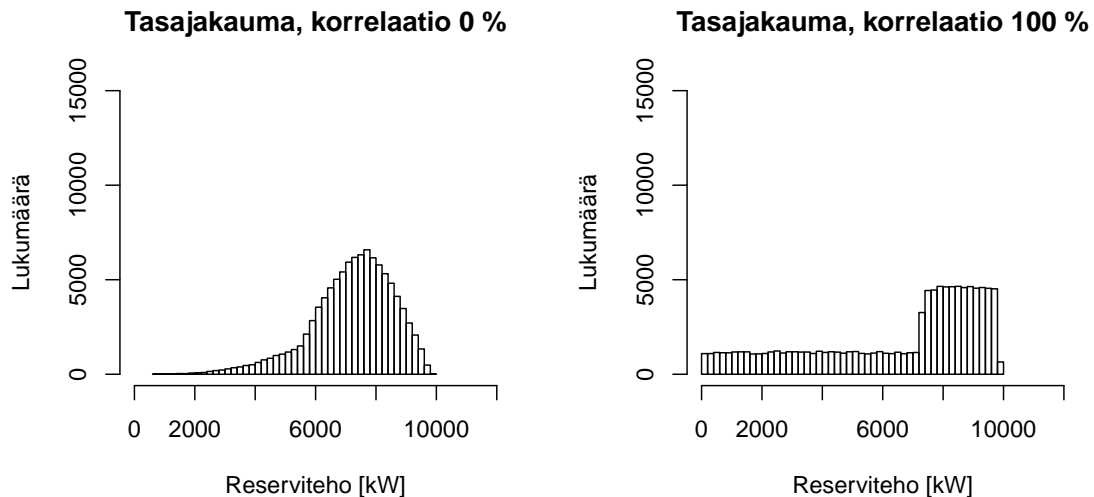
Eri tavoin jakautuneilla lähtöjen kuormituskertoimilla mallien välinen molemminsuuntainen reservien erotus $P_{res,ero}$ jakautuu kuvien 50–51 mukaisesti. Kuvassa 50 nähdään vapaan reservin erotusten jakaumat, kun lähdöt kuormittuvat satunnaisarvoiltaan tasajakautuneesti välillä 0.1...0.5 korrelaation ollessa lähtöjen välillä 0 % tai 100 %. Kuvassa 51 nähdään vapaan reservin erotusten jakautuminen, kun lähdöt kuormittuvat satunnaisarvoiltaan normaalijakautuneesti välillä 0...0,5, odotusarvon ollessa 0,25 ja keskihajonnan 0,08.

Keskeytystilanteessa vapaan reservin avulla voidaan siirtää vasta-aseman kiskoja takaa kuormia. Tikapuumallilla voidaan siirtää erotuksen $P_{res,ero}$ verran enemmän kuormaa, jolloin tämän kuorman verran saadaan pienennettyä keskeytyskustannuksia verrattuna napanuoramalliin. Nämä siirrettävissä olevat kuormat, jotka maksimissaan voivat olla arvon $P_{res,ero}$ suuruiset, ja joita napanuoramallilla ei voida siirtää, mutta tikapuumallilla voidaan, kokevat keskeytyksen, jonka pituus on kuormaerottimien käyttöön kuluva aika t_{siir} . Napanuoramallilla kuormat $P_{res,ero}$ kokevat keskeytyksen ajan t_{eiSiir} . Mallien välinen keskeytyskustannusten erotus $K_{vap,ero}$ saadaan yhtälöllä (68).

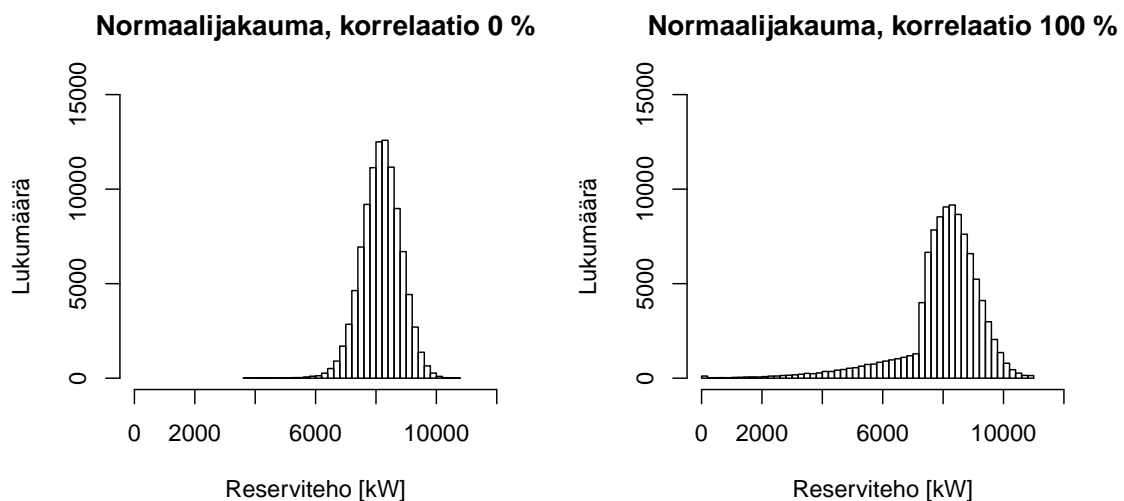
$$K_{vap,ero} = \kappa_{kesk} \lambda_{sa} P_{res,ero} b(t_{eiSiir} - t_{siir}) \quad (68)$$

Taulukkoon 14 on laskettu tikapuumallilla saatavien keskeytyskustannussäästöjen ($K_{vap,ero}$) jakaumien odotusarvot eri kuormituskertoimien jakaumilla, kun molempien asemien 1 ja 2 vikaantuvuus otetaan huomioon.

Taulukosta havaitaan, että tikapuumallilla saadaan selkeästi säästöjä verrattuna napanuoramalliin, jos vapaaksi jäänyt reservi voidaan hyödyntää vasta-aseman jäl-



Kuva 50. Tikapuu- ja napanuoramallin molemminsuuntaisen vapaan reservin erotus. Kuormituskertoimet tasajakaumalla ja kuormien välinen korrelaatio 0 % tai 100 %.



Kuva 51. Tikapuu- ja napanuoramallin molemminsuuntaisen vapaan reservin erotus. Kuormituskertoimet normaalijakaumalla ja kuormien välinen korrelaatio 0 % tai 100 %.

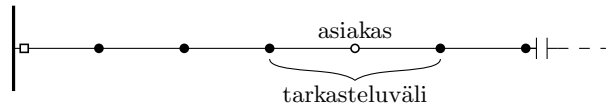
keisten kuormien syöttämiseen. On hyvä huomioida, että tässä kustannuslaskelmassa on oletettu, että kaikki kaapeleihin jäljelle jääneet reservit voidaan hyödyntää vastaanotuksen jälkeisten kuormien syöttämiseen. Esimerkissämme tämä tarkoittaa, että esimerkiksi aseman 2 irrottua, ehdon $P_{va} \geq P_{res,tika} \geq P_{res,napa}$ on täyttyttävä. Siitä johtuen säästöjen odotusarvot ovat maksimiarvoja.

Taulukko 14. Tikapuumallilla saatavien säästöjen odotusarvot verrattuna napanuoramalliin, kun mallien vapaata reserviä hyödynnetään vasta-asemien jälkeisten kuormien syöttämiseen sähköasemavioissa.

	Tasajakauma		Normaalijakauma	
Korrelaatio	0	100 %	0	100 %
Säästö (€/40 a)	43 415	39 192	49 218	48 138

8.5 Asiakasliityntöjen vertailu

Asiakasliityntöjen kustannuksia vertaillaan kolmen eri vaihtoehdon välillä. Tarkastelu tehdään asiakasmuuntamon osalta kuvassa 52 osoitetulla tarkasteluvälillä. Vain tarkasteluvälin aiheuttamia keskeytys- ja investointikustannuksia vertaillaan. Samalla lähdöllä olevien asiakkaiden keskeytyskustannukset otetaan huomioon, sillä vaihtoehdoilla on vaikutusta myös niihin.



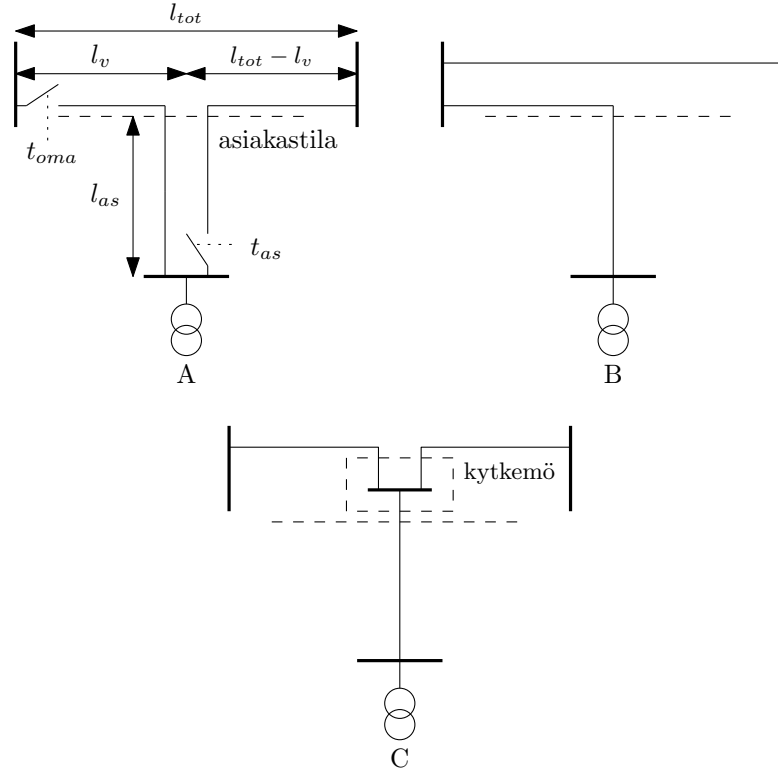
Kuva 52. Tarkasteluväli asiakasliityntävertailuissa

Ainut eroavaisuus johtolähdöllä on tarkasteluvälin vaihtoehdoissa. Muihin johtoväleihin ei oteta kantaa, sillä ne eivät muutu tarkasteluvälin vaihtoehtoa muutettaessa. Tarkasteluvälin vaihtoehdot on esitetty kuvassa 53.

Vaihtoehto A kuvaa vaihtoehtoa, jossa asiakasmuuntamo on osa silmukoitua verkkoa. Vaihtoehto B kuvaa asiakasmuuntamoa, jota syötetään säteittäisesti lähimmältä muuntamolta. Vaihtoehto C kuvaa asiakasmuuntamoa, jota syötetään säteittäisesti kytkemöltä, joka on osa silmukkaa.

Vertailussa käytetään vakioarvoja niin, että aina yhtä arvoa muutetaan kerrallaan muiden pysyessä vakiona. Yhden vakion muuttaminen muuttaa kaikkien kolmen vaihtoehdon samaa muuttujaa samanaikaisesti.

Vertailussa käytetään seuraavia vakioarvoja. Asiakasmuuntamon teho $P_{as} = 500$ kW, muiden samalla lähdöllä olevien tehot $P_{muut} = 3000$ kW (ennen asiakasmuuntamoa $P_{muut,läh} = 1500$ kW ja asiakasmuuntamon jälkeen $P_{muut,jälk} = 1500$ kW), tehon kasvuprosentti $r = 0,12$ %, korkokerroin $p = 5$ %, tarkasteluaika $T = 40$ vuotta, keskeytyskustannuskomponentti $a = 1,32$ €/kW ja $b = 13,18$ €/kWh, omien erottimien kytkentäaika $t_{oma} = 0,5$ h, asiakkaan kytkimien kytkentäaika $t_{as} = 3$ h, kaapelin korjausaika $t_{korj} = 10$ h, AXW-kaapeleiden vikataajuus $\lambda = 0,6$ vikaa/100 km vuodessa [46], kaapelointipituus asiakkaan viereisten muuntamoiden välillä $l_{tot} = 600$ m, kaapelointipituus muuntamolta asiakkaan muuntamolle $l_v = 300$ m, kaapelipituus asiakkaan tilassa $l_{as} = 25$ m, kytkemön hinta $k_{kytkemö} = 20\,000$ €, kaapelin hinta $k_{kaapeli} = 39$ €/m ja kaivannon hinta $k_{kaivantö} = 77,2$ €/m (vaikea olosuhde).



Kuva 53. Asiakasliityntävaihtoehdot laskentaa varten

Asiakasliitynnän A keskeytyskustannus muodostuu yhtälön (69) mukaisesti. Keskeytyskustannus lasketaan pitkältä aikaväliltä kapitalisointikertoimen κ_{kesk} avulla.

$$\begin{aligned}
 K_{kesk,A} = & \kappa_{kesk} \lambda [(l_v + l_{as}) P_{muut}(a + b t_{oma}) \\
 & + (l_v + l_{as}) P_{as}(a + b t_{e,max}) \\
 & + (l_{as} + l_{tot} - l_v) P_{muut,läh}(a + b t_{e,min}) \\
 & + (l_{as} + l_{tot} - l_v) P_{muut,jälk}(a + b t_{oma}) \\
 & + (l_{as} + l_{tot} - l_v) P_{as}(a + b t_{as})]
 \end{aligned} \tag{69}$$

missä

$$\begin{aligned}
 t_{e,max} &= \max(t_{oma}, t_{as}) \\
 t_{e,min} &= \min(t_{oma}, t_{as})
 \end{aligned} \tag{70}$$

Vaihtoehdossa A, jos vika on johto-osalla $l_v + l_{as}$, muut kokevat keskeytyksen, jonka kesto on t_{oma} ja asiakasmuuntamo ajan $t_{e,max}$. Jos vika on johto-osalla $l_{as} + l_{tot} - l_v$, lähdön puoleiset muut asiakkaat kokevat keskeytyksen, jonka kesto on $t_{e,min}$, johdon jälkeiset muut asiakkaat ajan t_{oma} ja asiakasmuuntamo ajan t_{as} .

Asiakasliitynnän B keskeytyskustannus muodostuu yhtälön (71) mukaisesti. Muut kokevat keskeytyksen, jonka kesto on omien kytkimien avaamiseen kuluva aika. Asiakas kokee keskeytyksen, jonka kesto on liittymisjohdolla tapahtuvassa viassa

kaapelin korjausajan verran ja muilla osuuksilla omien erottimien kytkentäajan verran.

$$K_{kesk,B} = \kappa_{kesk} \lambda [(l_{tot} + l_{v,min} + l_{as}) P_{muut}(a + b t_{oma}) + l_{tot} P_{as}(a + b t_{oma}) + (l_{v,min} + l_{as}) P_{as}(a + b t_{korj})] \quad (71)$$

missä

$$l_{v,min} = \min(l_v, l_{tot} - l_v) \quad (72)$$

Asiakasliittynän C keskeytyskustannus muodostuu yhtälön (73) mukaisesti. Muut kokevat keskeytyksen, jonka kesto on jokaisella vikaantumisvälillä omien kytkimien käyttöön kuluva aika. Asiakas kokee keskeytyksen, jonka kesto on säteittäisjohdon vioilla korjausajan verran ja muilla osuuksilla omien erottimien kytkentäajan verran.

$$K_{kesk,C} = \kappa_{kesk} \lambda [(l_{tot} + l_{as}) P_{muut}(a + b t_{oma}) + l_{tot} P_{as}(a + b t_{oma}) + l_{as} P_{as}(a + b t_{korj})] \quad (73)$$

Investointikustannukset muodostuvat kaapelin hankinnasta, kaivukustannuksista ja vaihtoehdossa C myös kytkemöstä. Laskuissa oletetaan, että asiakasrajapinnan jälkeen ei tarvita kaivuuta. Asiakasliittynän A investointikustannukset saadaan yhtälöllä (74).

$$K_{inv,A} = (l_{tot} + 2l_{as}) k_{kaapeli} + l_{tot} k_{kaivu} \quad (74)$$

Asiakasliittynän B investointikustannukset saadaan yhtälöllä (75). Siinä oletetaan, että säteittäisjohto kulkee osuuden l_v verran samassa kaapeliojassa kuin osuus, jonka pituus on l_{tot} .

$$K_{inv,B} = (l_{tot} + l_v + l_{as}) k_{kaapeli} + l_{tot} k_{kaivu} \quad (75)$$

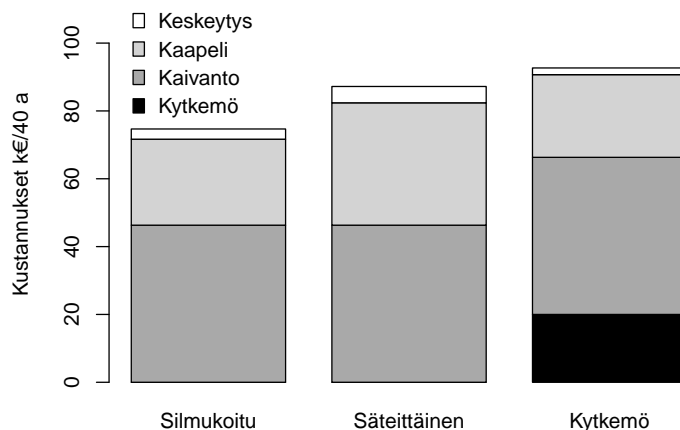
Asiakasliittynän C investointikustannukset saadaan yhtälöllä (76), jossa on myös kytkemön hinta.

$$K_{inv,C} = (l_{tot} + l_{as}) k_{kaapeli} + l_{tot} k_{kaivu} + k_{kytkemö} \quad (76)$$

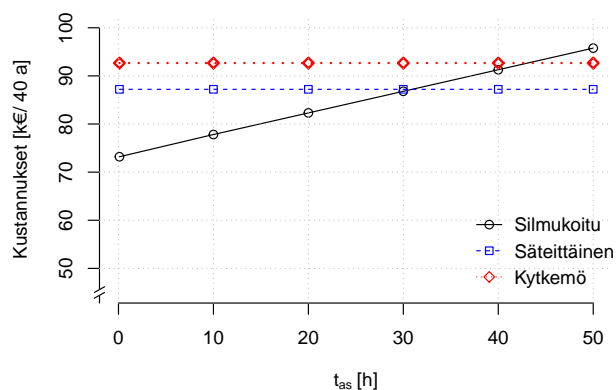
Esitettyjen vakioarvojen perusteella silmukointi tulee edullisimmaksi (kuva 54). Vaihtoehdon C kustannukset ovat kytkemön takia suuremmat kuin silmukoidulla vaihtoehdolla.

Kiinnostava muuttuja asiakasmuuntamon ollessa kyseessä on asiakasmuuntamon erottimien käyttämiseen kuluva aika. Mikäli asiakasmuuntamoon ei päästä nopeasti, viivästyttää tämä sähköjen palauttamista juuri kyseiselle asiakkaalle.

A-vaihtoehdon kannattavuus huononee, mitä pidempi kytkentäaika on, sillä tarkasteluvälin kaikki johdot lisäävät sellaisen vian mahdollisuutta, missä joudutaan käyttämään asiakkaan kytkimiä asiakkaalle sähköä palautettaessa (kuva 55). Tästä



Kuva 54. Erilaisten asiakasliityntävaihtoehtojen kustannukset vakioarvoilla

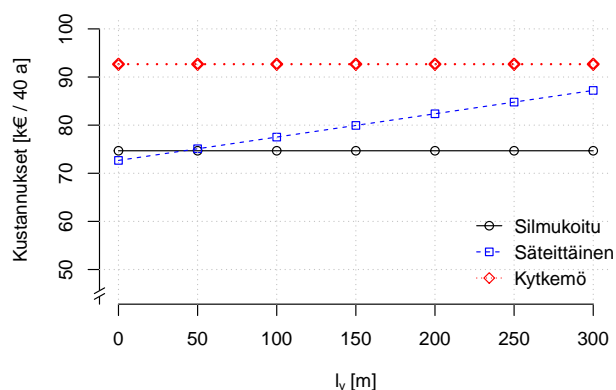


Kuva 55. Asiakkaan kytkimien kytkentäajan vaikutus kustannuksiin muiden arvojen pysyessä vakiona

johtuen pitkillä kytkentäajoilla A-vaihtoehdon kustannukset nousevat. Kytkemö- ja säteittäistyyppisellä ratkaisulla puolestaan sellaista vikaa ei ole, missä jouduttaisiin käyttämään asiakkaan kytkimiä.

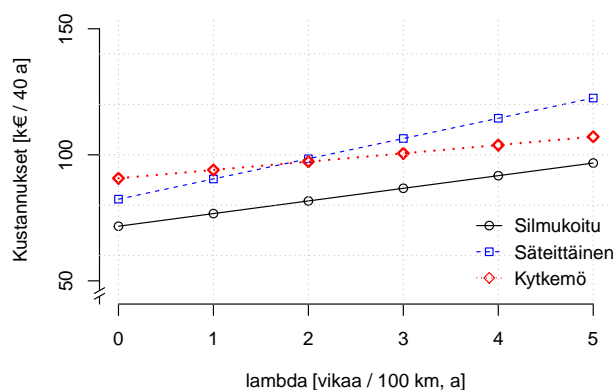
Toinen kiinnostava muuttuja on asiakasrajapinnan etäisyys omalta muuntamolta. Säteittäisvaihtoehdon kannattavuus huononee muihin nähden, mitä kauempana asiakasrajapinta on omalta muuntamolta (kuva 56). Asiakasrajapinnan etäisyys lähimmältä muuntamolta vaikuttaa kaapeliin määrään ja vikaantumismäärään säteittäisvaihtoehdolla. Mikäli samaa kaivantoa ei voida käyttää etäisyydelle l_v , nousevat säteittäisvaihtoehdon kustannukset vieläkin nopeammin etäisyyden funktiona, sillä kaivannon hinta on lähes kaksi kertaa kaapelin hinta.

Keskeytyskustannusten vaikutusta voidaan mallintaa vikataajuutta muuttamalla. Vikataajuuden ollessa nolla, keskeytyskustannuksia ei ole lainkaan, jolloin nähdään pelkät investointikustannukset. Vikataajuuden muuttuessa nähdään, kuinka kaapelimäärä vaikuttaa siihen, miten vikataajuuden muutos vaikuttaa kustannuksiin (kuva 57).



Kuva 56. Asiakasrajapinnan ja oman muuntamon kaapelietäisyyden vaikutus kustannuksiin muiden arvojen pysyessä vakiona

Mitä enemmän vaihtoehdossa on kaapelia eli vikaantuvaa pituutta, sitä voimakkaammin vikataajuus vaikuttaa kustannuksiin. Kaapelia on kytkemövaihtoehdossa vähiten ja säteiläisvaihtoehdossa eniten.



Kuva 57. Vikataajuuden vaikutus kustannuksiin muiden arvojen pysyessä vakiona

Muuttujia on paljon, ja niiden vaikutukset eri vaihtoehdoilla ovat erilaiset, kuten yhtälöistä (69)–(76) nähdään. Niinpä alkuarvoilla on paljon vaikutusta siihen, mikä ratkaisusta on paras. Muuttujien vaikutusta on vertailtu liitteessä B.

Eri vaihtoehtojen eroja on esitetty taulukossa 15. Lasketuilla vakioarvoilla saadaan taulukon 16 mukaisia kustannuksia ja SAIDI-arvoja eri vaihtoehdoille.

Taulukko 15. Eri asiakasliityntävaihtoehtojen eroavaisuudet

Vaihtoehto	Asiakkaan kennosto	Liittymis- kaapeli	Kytkemö	Päätteet	SAIDI
A	2+1	$2l_{as}$	-	2	-
B	1+1	$l_v + l_{as}$	-	2	suurin
C	1+1	l_{as}	$k_{kytkemö}$	4	-

Tarkasteluvälin aiheuttamat SAIDI-arvot tarkasteltavalle asiakkaalle liityntävaihtoehtojen A, B, ja C lasketaan yhtälöillä 77.

$$\begin{aligned}
SAIDI_{A,as} &= \lambda(l_{tot} + 2l_{as})t_{emax} \frac{N_{as}}{N_{tot,as}} \\
SAIDI_{B,as} &= (\lambda l_{tot}t_{oma} + \lambda(l_v + l_{as})t_{korj}) \frac{N_{as}}{N_{tot,as}} \\
SAIDI_{C,as} &= (\lambda l_{tot}t_{oma} + \lambda l_{as}t_{korj}) \frac{N_{as}}{N_{tot,as}}
\end{aligned} \tag{77}$$

missä asiakasliitännän asiakaslukumäärä $N_{as} = 1$ ja kaikkien tarkasteltavien asiakkaiden lukumäärä $N_{tot,as} = 1$, koska tarkastellaan vain itse asiakasliityntäväliä.

Tarkasteluvälin aiheuttamat SAIDI-arvot koko lähdölle liityntävaihtoehtojen A, B ja C lasketaan yhtälöillä 78.

$$\begin{aligned}
SAIDI_A &= \frac{1}{2} \left(\lambda(l_v + l_{as})t_{oma} + \lambda(l_{as} + l_{tot} - l_v)t_{emin} \right. \\
&\quad \left. + \lambda(l_v + l_{as})t_{emin} + \lambda(l_{as} + l_{tot} - l_v)t_{oma} \right) \frac{N_{muut}}{N_{tot}} + SAIDI_{A,as} \frac{N_{as}}{N_{tot}} \\
SAIDI_B &= \lambda(l_{tot} + l_v + l_{as})t_{oma} \frac{N_{muut}}{N_{tot}} + SAIDI_{B,as} \frac{N_{as}}{N_{tot}} \\
SAIDI_C &= \lambda(l_{tot} + l_{as})t_{oma} \frac{N_{muut}}{N_{tot}} + SAIDI_{C,as} \frac{N_{as}}{N_{tot}}
\end{aligned} \tag{78}$$

missä asiakasliitännän asiakaslukumäärä $N_{as} = 1$, lähdön muiden asiakkaiden lukumäärä $N_{muut} = 9$ ja asiakaslukumäärä yhteensä $N_{tot} = 10$. A-vaihtoehtolla käytetään kerrointa $(1/2)$, koska vaihtoehtolla lasketaan erikseen asiakasmuuntamon vasemman ja oikean puolen asiakkaiden keskeytysajat. Vasemmalla ajatellaan olevan puolet muista asiakkaista ja oikealla toinen puoli. SAIDI-arvoja laskettaessa asiakasliityntäasiakaskeskeytyslukumääränä suhteessa koko lähdön asiakaslukumäärään käytetään tässä arvoa $1/10$. Tätä suhdelukua tarvitaan, kun lasketaan pelkän asiakasmuuntamon keskeytysajan vaikutusta koko lähdön keskeytyslukuun.

Taulukon 16 SAIDI-arvot lähdölle kuvaavat eri asiakasliityntävaihtoehtojen koko tarkasteluvälin aiheuttamaa SAIDI-arvon lisäystä koko lähdölle, eivätkä koko lähdön aiheuttamaa SAIDI-arvoa. SAIDI-arvot asiakkaalle kuvaavat koko tarkasteluvälin vain asiakkaalle aiheutuvaa vuotuista keskimääräistä keskeytysaika. Todellinen keskeytysaika vian sattuessa jonain vuonna on luonnollisesti suurempi.

Taulukko 16. Eri asiakasliityntävaihtoehtojen eroja vakioarvoilla

	Liittymis- kaapeli (€)	Kytkemö (€)	+ SAIDI (min/lähtö, a)	SAIDI (min/asiakas, a)
A	1 950	-	+ 0,176	0,702
B	12 675	-	+ 0,278	1,278
C	975	20 000	+ 0,121	0,198

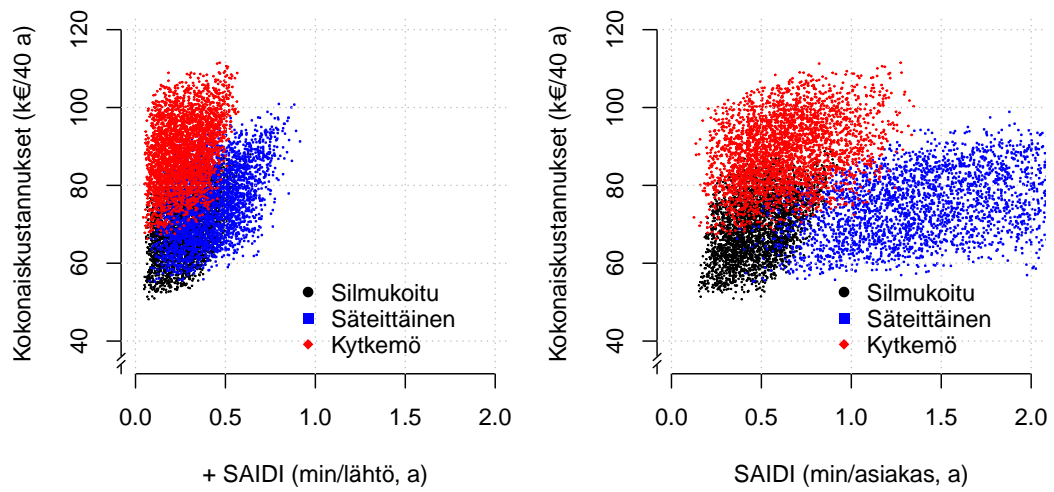
Edellä esitetty yksittäisen parametrin muutoksen tarkastelu kuvaa hyvin, miten eri muuttujat vaikuttavat yksistään mallien väliseen edullisuuteen. Etenkin se auttaa havainnoimaan kustannusten muutosnopeutta ja herkkyyttä tietyn muuttujan suhteen. Jos muutosnopeudet ovat eri suuruksia, silloin väistämättä jossain vaiheessa on toinen malli toista parempi.

Vertailussa voidaan hyödyntää myös Monte Carlo -menetelmää ja tarkastella tilanteita, joissa muuttujat saavat muuttua samanaikaisesti ja satunnaisesti tiettyjen rajojen sisällä. Nämä rajat voidaan ottaa todellisista vaihteluväleistä, joita on havaittu jakeluverkossa. Tällä menetelmällä vastausvaruuteen saadaan laaja joukko kustannuksia ja niitä vastaavia keskeytysindeksejä eri asiakasliityntämalleille. Vastausjoukosta voidaan nähdä keskimääräisesti, miten mallit sijoittuvat kustannusten ja keskeytysindeksien kannalta.

Taulukko 17. Asiakasliityntävaihtoehtojen parametrien vapaat vaihteluvälit Monte Carlo -simulaatiota varten

Parametrit	Vaihteluväli
P_{as}	400...1 000 kW
l_{tot}	400...600 m
l_v	50...300 m
l_{as}	25...150 m
t_{oma}	0,167...2 h
t_{as}	0,833...3 h
t_{korj}	8...20 h
$k_{kytkemo}$	15...30 k€

Seuraavaksi sallitaan taulukon 17 mukaiset tasajakaumalla olevat vaihteluvälit siinä esitetyille parametreille. Näillä arvoilla saadaan kuvan 58 mukaiset tulokset. Laskentaa varten kirjoitettu R-kielinen algoritmi on esitetty liitteessä B.5.



Kuva 58. Eri asiakasliityntämallien muodostamat vastausjoukot vastausvaruudessa, kun taulukon 17 muuttujien vaihteluvälit toteutuvat satunnaisesti. X-akselilla on keskeytysindeksi SAIDI ja y-akselilla kokonaiskustannukset.

9 Johtopäätökset

9.1 Tavoiteverkot

Tavoiteverkkoja muodostettiin Trimble Network Optimizer -ohjelmalla. Muodostuneita verkkoja vertailtiin kustannusten ja keskustan alueella myös keskeytysindeksien avulla. Optimointi tehtiin kolmella eri asetuksella: optimaalista reservitasoa kustannusten kannalta, täyttä reservitasoa ja reservitasoa, jossa lähtöjen korvautuvuus pakotetaan sähköasemien välille.

Mallien vertailussa nähtiin reservimallien vaatima investointitarve komponentteina ja rahan arvossa. Optimaalisella reservivaihtoehdolla pyritään minimoimaan keskeytyksiä puhtaasti kustannusten näkökulmasta välittämättä keskeytysindekseistä tai siitä, että kaikki vikakohdan jälkeiset asiakkaat joutuvat odottamaan korjausajan sähköjen palautusta. Täyden reservin mallissa jokainen muuntamo on korvattavissa kaapelivian jälkeen. Asemareservivaihtoehdolla tämä korvattavuus on oltava toteutettavissa toiselta sähköasemalta.

Yllättävin tulos saatiin ohjelmiston optimaalisella reservitasolla. Tällöin jakelumuuntamoiden silmukointiaste oli 0 % molemmilla alueilla eli optimaalinen verkkomalli oli täysin säteittäinen. Tämä johtuu suurelta osin siitä, että optimoinnissa käytettyjen kaapeleiden vikataajuus on kerätyn vikatilaston mukaan hyvin pieni, jolloin reserviyhteyden rakentaminen tulee kalliimmaksi kuin siitä saatava kustannushyöty keskeytyskustannusten kautta. Kaupungissa reserviyhteyden kustannuksia kasvattavat hyvin suuret kaivukustannukset. Säteittäisessä verkossa kaikki vikakohdan jälkeiset asiakkaat kokevat kuitenkin korjausajan pituisen keskeytyksen, mikä ei vastaa Energiatoteellisuuden Sähkön toimitusvarmuus 2030 -suositusta, missä pyritään kaupunkialueilla alle tunnin mittaisiin kokonaiskeskeytysaikoihin.

Sähköasemalaajuisten vikojen vaikutusta ei huomioitu optimoinnissa vikataajuuden avulla. Asemareservivaihtoehto ottaa kuitenkin tällaiset sähköasemaviat huomioon tarjoten täyden korvattavuuden. Keskustan alueella täyden reservin mallilla voidaan korvata osa naapuriasemien kuormasta, sillä vaihtoehdolla muodostui reserviyhteyksiä myös sähköasemien välille. Muodostuneella optimaalisella reservitasolla ei voida korvata yhtään jakelumuuntamoita sähköasemavioissa. Jos sähköasemavikataajuus olisi otettu huomioon, optimaalinen malli olisi saattanut luoda reserviyhteyksiä asemien väliin. Täyden reservin mallilla ja asemareservimallilla ei ollut suurta eroa kustannuksissa keskustan alueella, jolla on tiheästi muuntamoita.

Keskustan alueella SAIDI-arvoja tarkastelemalla mallien välillä ei ollut suuria eroja keskimääräisissä arvoissa. Optimaalisella mallilla SAIDI-arvot olivat kuitenkin monta kertaa muita malleja suurempia. Lasketut SAIDI-arvot ovat vuosittaisia keskiarvoja, mikä piilottaa sisäänsä vian aiheuttamien keskeytysten todelliset pituudet. CAIDI-arvot antoivat tässä mielessä paremman vertailuarvon malleille. Optimaalisella reservillä CAIDI-arvot olivat merkittävästi suurempia (246–514 min) kuin täyden reservin mallilla ja asemareservimallilla, joilla CAIDI-arvot olivat alle tunnin

pituiset (52–56 min). Optimaalisella reservimallilla yksittäisten keskeytysten pituudet voivat nousta yli 10 tuntiin kaapelivian sattuessa, kun täyden reservin mallilla ja asemareservimallilla ne saadaan kytkinlaitteiden avulla alle tunnin mittaisiksi, mikä täyttää Energiateollisuuden Sähkön toimitusvarmuus 2030 -suosituksen.

9.2 Napanuora- ja tikapuumalli

Napanuora- ja tikapuumallien vertailussa ensimmäiseksi tarkasteltiin tilannetta, jossa mallien kautta ei syötetä vasta-aseman jälkeisiä kuormia. Tarkastelu rajautui siten kahden vastakkaisen aseman kiskojen välille, jossa ovat kahden rengaslenkin kuormitukset.

Napanuora- ja tikapuumallien keskeytyskustannusten odotusarvoista huomattiin, että tikapuumalli oli aina edullisempi kuin napanuoramalli. Hyöty keskeytyskustannusten odotusarvojen välillä oli pieni: suurimmillaan noin 6 700 €/40 a. Napanuoramalliin verrattuna tikapuumalli vaatii lisäinvestointeja, joita ovat vähintään kaapelin, sekä kahden pääteen ja kahden kennon hankinta erottimiseen. Niinpä investointi ylittää summan nopeasti.

Ensimmäisen vertailun odotusarvojen perusteella voidaan todeta, että napanuoramalli on tikapuumallia järkevämpi ratkaisu, kun tarkastellaan vain rengaslenkkien välisiä kuormansiirtoja sähköasemien vikatilanteissa. Napanuoramallia puoltaa sekin, että pahin simuloitu tilanne on hyvin epätodennäköinen nykyisillä keskijänniteverkon lähtöjen kuormitustasoilla ja korrelaatioilla. Tällä hetkellä lähtöjen kuormitustasot ovat pikemminkin tasajakauman ja normaalijakauman sekoituksia, missä kuormituskertoimet painottuvat keskimäärin lähemmäksi 0,1:tä kuin 0,5:tä. Lisäksi korrelaatiokerroin on todellisuudessa kahdellakin lähdöllä alle 100 %, kun simulaation pahimmassa tilanteessa käytettiin korrelaationa 100 % kaikkien neljän lähdön kesken.

Tapauskohtainen kustannusvertailu mallien välillä voi olla hyödyksi, kun rengaslenkkien lähtöjen keskimääräinen kuormituskerroin alkaa lähestyä 0,5:tä, koska tällöin napanuoramallilla yhä suurempi osa kuormista jää siirtämättä kapasiteetin täytyttyä.

Toisessa tilanteessa tarkasteltiin, mitä hyötyjä keskeytyskustannuksissa voidaan saavuttaa, kun malleja hyödynnetään myös vasta-aseman kiskojen jälkeisten kuormien syöttämiseen sähköasemaviassa. Tikapuumallilla oli enemmän reserviä myös tällaisten kuormien syöttämiseen. Tuloksista havaittiin, että tikapuumallilla saadaan selviä säästöjä ja se voi tulla investointien jälkeen kannattavaksi. Parhaimmillaan säästön odotusarvo oli noin 49 000 €/40 a, kun koko jäljelle jäänyt reservi voidaan hyödyntää keskeytystilanteessa vasta-aseman kiskojen jälkeisille osille. Eri kuormitusjakaumien ja korrelaatioiden tulosten keskiarvo oli noin 45 000 €/40 a.

Tikapuumallia valittaessa olisi hyvä miettiä, kuinka paljon kuormaa vasta-asemalta on siirrettävissä sille verrattuna napanuoramalliin. Yhden sähköaseman irrotessa eri kuormitusjakaumien ja korrelaatioiden muodostamien reservien keskiarvo oli napanuoramallilla noin 1 200 kW ja tikapuumallilla noin 4 900 kW.

9.3 Asiakasliityntä

Tuloksista huomattiin, että silmukoitu vaihtoehto oli suurimmassa osassa tilanteita edullisin vaihtoehto verkkoyhtiölle ja sen keskeytysajat ovat lyhimvät asiakkaalle. Muiden vaihtoehtojen paremmuus nousi esiin muutamissa tilanteissa. Tämän työn arvoja käytettäessä näitä tilanteita syntyi, jos kytkemön hinta on hyvin edullinen (alle 2500 €/40 a), asiakkaan kytkimien käyttö viivästyy (yli 30 h), asiakastontin rajan johdotusetaisyys omasta muuntamosta on pieni (alle 40 m) tai asiakastilassa kaapelin kulkureitti on hyvin pitkä (yli 350 m).

Asiakasliityntävertailun lopussa suoritettiin satunnaissimulointi, jossa muuttujien annettiin vaihdella vapaasti sallituilla vaihteluväleillä ja riippumatta toisistaan. Tässä vertailussa havaittiin, että silmukoitu asiakasliityntämalli sijoittui kustannusten ja keskeytysindeksien kannalta keskimäärin parhaiten, kun tarkasteltiin vastausavaruuteen muodostunutta vastausjoukkoa.

10 Yhteenveto

Tässä työssä tutkittiin kaupungin keskijänniteverkon optimaalisia malleja käyttäen kolmea eri menetelmää. Menetelminä käytettiin jakeluverkon optimointiin tarkoitettua Trimble Network Optimizer -ohjelmistoa, Monte Carlo -simulaatiota ja suoraa parametrien vertailua.

Optimointiohjelmistolla muodostettiin kahdelle alueelle tavoiteverkot käyttäen kolmea eri reservimallia: täyttä reserviä, optimaalista reserviä ja asemien välille muodostettavaa reserviä. Yrityksen nykyisten suunnitteluperiaatteiden mukaan keskijänniteverkko voidaan rakentaa napanuora- tai tikapuuperiaatteella. Näiden mallien eroa keskeytyskustannuksissa vertailtiin Monte Carlo -menetelmällä. Asiakasliityntävaihtoehtoja tarkasteltiin investointi- ja keskeytyskustannusten sekä keskeytysindeksin näkökulmasta muuttamalla parametreja suoraan ja lisäksi Monte Carlo -menetelmällä antamalla parametreille satunnaisarvoja.

Tavoiteverkkojen osalta odotetusti edullisin ratkaisu saatiin optimaalisella reservitasolla. Seuraavaksi edullisin oli täyden reservin malli ja tätä suurempi oli asemien välinen reservimalli, jossa sähköasemien jakelualueiden korvautuvuus sähköasemavioissa on huomioitu. Optimointiin ei kuitenkaan ehditty ottaa mukaan sähköasemien vikataajuutta, mikä olisi voinut pienentää eroja. Yllättävin tulos saatiin optimaalisella reservitasolla, jossa silmukointiaste oli molemmilla alueilla 0 %, johtuen pääosin kaapeleiden pienestä vikataajuudesta ja toisaalta kaapeliojan kaivuuden kustannuksista. Kustannusoptimaalisella reservillä yksittäisten keskeytysten pituudet voivat kuitenkin nousta yli 10 tuntiin kaapelivian sattuessa. Täyden reservin mallilla ja asemareservimallilla se saadaan kytkinlaitteiden avulla alle tunnin mittaiseksi, mikä täyttää Energiategollisuuden Sähkön toimitusvarmuus 2030 -suosituksen kaupunkialueille.

Napanuora- ja tikapuumalleja vertailtaessa havaittiin, että tikapuumalli tuo selviä säästöjä sähköasemalaajuisissa keskeytyskustannuksissa napanuoramalliin verrattuna, jos sen koko jäljelle jäänyt reservi voidaan hyödyntää myös jännitteettömän vasta-aseman kiskojen jälkeisille kuormille. Sen sijaan tikapuumalli ei tuo todellista säästöä, jos mallia ei hyödynnetä vasta-aseman kiskojen jälkeisiin kuormiin sähköasemavioissa. Tällöin tikapuumallia varten tarvittavat investoinnit ylittävät keskeytyskustannuksissa saatavan säästön nopeasti.

Asiakasliityntävertailussa nykyisin käytettävä silmukoitu asiakasliityntävaihtoehto oli keskimäärin paras vaihtoehto kokonaiskustannusten ja keskeytysindeksien kannalta. Säteittäinen ratkaisu oli kokonaiskustannuksiltaan pienempi muutamassa tapauksessa, mutta keskeytyspituus kasvaa säteittäisellä vaihtoehdolla asiakkaalle, jos liittymiskaapeli rikkoutuu.

Testivaiheessa oleva Trimble Network Optimizer -ohjelmisto soveltui uuden alueen suunnitteluun hyvin. Mitä laajempi uusi alue on suunnitteilla, sitä selkeämpää hyötyä ohjelmistolla saadaan. Jatkossa olisikin mielenkiintoista vertailla kokeneiden suunnittelijoiden ja ohjelmiston suunnittelemia verkkoja keskenään. Toinen aiheelli-

nen tarkastelun kohde on tavoiteverkon muodostaminen koko 10 kV:n alueesta ja esimerkiksi nyky- ja tavoiteverkon kaapelimäärien vertaaminen.

Jatkossa ohjelmistolla voitaisiin luoda tavoiteverkkomalleja siten, että myös sähköasemalaajuiset viat otetaan vikataajuutena mukaan jo optimointivaiheeseen. Samoin SAIDI-laskelmiin voitaisiin lisätä sähköasemalaajuisten vikojen vaikutus. Näin päästäisiin lähemmäksi todellisuutta verrattaessa optimiverkkojen kokonaiskustannuksia ja keskeytysindeksejä. Kiinnostusta herättää myös tavoiteverkkojen muodostaminen pienjänniteverkon puolelle. Yksi optimoitava kokonaisuus voisi tällöin olla yhden muuntopiirin pienjännitejohdot. Näin pienjännitepuolen tavoiteverkkoa voitaisiin verrata nykyisiin suunnitteluperiaatteisiin.

Optimointiohjelmiston tehokkaampaa käyttöä varten todellisuus voitaisiin mallintaa tarkemmin rasterikartalle. Tämä tarkoittaa ainakin tarkempien aluekohtaisten hintatietojen, vikataajuuksien ja korjausaikojen määrittämistä rasterikartalle.

Tässä työssä ei teoriaosuutta lukuun ottamatta ehditty tarkastella siirtymistä nykyverkosta ohjelmiston luomaan tavoiteverkkoon. Ydinkeskustan keskijänniteverkko voi olla erittäin tiheää, jolloin tällainen tarkastelu vaikeutuu, mutta väljemmällä alueella se voi olla jatkossa aiheellista.

Työssä kirjoitettuja algoritmeja voidaan hyödyntää tapauskohtaisiin vertailuihin. Tämä tehdään niin, että lukitaan tunnetut parametrit ja annetaan tuntemattomille parametreille vaihteluvälit. Lähtöjen kuormituskertoimien vaihteluvälit ja lähtöjen väliset korrelaatiot voidaan määritellä tarkemmin tuntimittaustietojen perusteella, jolloin voidaan saada tarkempia tapauskohtaisia vertailuja aikaiseksi. Vaihtoehtoisesti satunnaisarvojen tilalla voidaan käyttää suoraan neljältä lähdöltä mitattuja tunti-kohtaisia kuormituksia yhdeltä vuodelta, jolloin kuormituskertoimet ja korrelaatiot ovat automaattisesti todellisia.

11 Viitteet

- [1] E. Lakervi and J. Partanen, *Sähköjakelutekniikka*, 3rd ed. Helsinki: Gaudeamus Helsinki University Press, Otatieto, 2008, ISBN 978-951-672-359-7.
- [2] T. Gönen, *Electric power distribution system engineering*, 2nd ed. Boca Raton: Taylor & Francis Group, LCC, 2008, ISBN 978-1-4200-6200-7.
- [3] J. J. Burke, *Power distribution engineering: fundamentals and applications*, 1st ed. New York: Marcel Dekker, Inc, 1994, ISBN 0-8247-9237-8.
- [4] E. Lakervi and E. J. Holmes, *Electricity distribution network design*, 2nd ed. New York: Peter Peregrinus Ltd, Institution of Electrical Engineers, 1995, ISBN
- [5] J. Nahman and D. Peric, “Analysis of cost of urban medium voltage distribution networks,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 7 – 16, 1998.
- [6] R. J. Millar, M. Hyvärinen, M. Lehtonen, and P. Hämäläinen, “Urban distribution networks - some general planning observations,” in *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, June 2009, pp. 1–4.
- [7] “IEEE guide for electric power distribution reliability indices,” *IEEE Std 1366, 2001 Edition*, pp. i–, 2001.
- [8] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, 2nd ed. Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2009, ISBN 978-0-8493-7567-5.
- [9] J. Haakana, J. Lassila, T. Kaipia, and J. Partanen, “Comparison of reliability indices from the perspective of network automation devices,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1547–1555, July 2010.
- [10] M. W. Gangel and R. J. Ringlee, “Distribution system reliability performance,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-87, no. 7, pp. 1657–1665, July 1968.
- [11] Y. Zhou and R. E. Brown, “A practical method for cable failure rate modeling,” in *2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, May 2006, pp. 794–798.
- [12] J. Burke, “Using outage data to improve reliability,” *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 13, no. 2, pp. 57–60, Apr 2000.
- [13] J. Vanhanen, I. Vehviläinen, and E. Virtanen, “Scientific review on regulation models for electricity distribution networks,” Gaia Consulting Oy, Tech. Rep. Final Report, April 2010.
- [14] J. Haakana, J. Lassila, S. Honkapuro, and J. Partanen, “Renovation strategies and economic regulation in electricity distribution,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 6, no. 10, pp. 1019–1028, October 2012.

- [15] Sähkön jakeluverkkotoiminta ja sähkön suurjännitteinen jakeluverkkotoiminta – Liite 2 Valvontamenetelmät. Energiavirasto. [Verkkodokumentti], Viitattu 17.10.2016. [Online]. Available: <http://www.energiavirasto.fi/valvontamenetelmät-2016-20231>
- [16] K. Malmedal and P. K. Sen, “A better understanding of load and loss factors,” in *Industry Applications Society Annual Meeting, 2008. IAS '08. IEEE*, Oct 2008, pp. 1–6.
- [17] R. Fletcher and K. Strunz, “Optimal distribution system horizon planning - Part II: Application,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 862–870, 2007.
- [18] P. M. Wolfram and H. J. Haubrich, “Assessment of 110 kV networks considering cost-relevant structural parameters,” in *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, vol. 4, June 2003, pp. 5 pp. Vol.4–.
- [19] C. Maurer, “Integrated long term and extension planning of HV networks,” Doctoral PhD Thesis, RWTH Aachen University, 2004.
- [20] T. Paulun, “Strategic expansion planning for electrical networks considering uncertainties,” *European Transactions on Electrical Power*, vol. 16, no. 6, pp. 661–671, 2006.
- [21] H.-J. H. CH. Maurer, T. Paulun, “Planning of high voltage networks under special consideration of uncertainties of load and generation,” in *Proceedings of CIGRE Session 41*, 2006.
- [22] R. J. Millar, M. Lehtonen, and M. Hyvärinen, “A distribution planning algorithm for the real world,” in *The 8th Nordic Distribution and Asset Management Conference 2008, NORDAC 2008, 8-9 September 2008 Bergen, Norway*.
- [23] C. Puret, “MV public distribution networks throughout the world,” Merlin Gerin "Cahier Technique", Real. ERI, Lyon, Tech. Rep. E/CT 155, March 1992.
- [24] H. L. Willis, H. Tram, M. V. Engel, and L. Finley, “Optimization applications to power distribution,” *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 8, no. 4, pp. 12–17, Oct 1995.
- [25] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziargyriou, “A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research,” *Electric Power Systems Research*, vol. 121, pp. 89 – 100, 2015.
- [26] A. R. Jordehi, “Optimisation of electric distribution systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, pp. 1088 – 1100, 2015.
- [27] S. Ganguly, N. C. Sahoo, and D. Das, “Recent advances on power distribution system planning: a state-of-the-art survey,” *Energy Systems*, vol. 4, no. 2, pp. 165–193, 2013.

- [28] N. A. West, B. Dwolatzky, and A. S. Meyer, "Terrain based routing of distribution cables," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 10, no. 1, pp. 42–46, Jan 1997.
- [29] R. Billinton and S. Jonnavithula, "Optimal switching device placement in radial distribution systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 3, pp. 1646–1651, Jul 1996.
- [30] G. Celli and F. Pilo, "Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 3, pp. 1167–1172, Jul 1999.
- [31] J. Nahman and D. Perić, "Path-set based optimal planning of new urban distribution networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 85, pp. 42 – 49, 2017.
- [32] Helen Sähköverkko yritysesittely. Helen Sähköverkko Oy. [Verkkodokumentti], Päivitetty 3.10.2016, Viitattu 4.10.2016. [Online]. Available: <http://intranet/Yhtiot/HSV/yritystietoa/Sivut/Home.aspx>
- [33] Sähkön käyttö Helsingissä, katsaus tammikuulta 2017. Helen Sähköverkko Oy. Sisäinen dokumentti, Päivitetty 2.2.2017, Viitattu 7.2.2017.
- [34] Kj-reservit. Helen Sähköverkko Oy. Sisäinen dokumentti, Päivitetty 8.3.2013, Viitattu 21.12.2016.
- [35] Sähköverkon suunnitteluperiaatteet. Helen Sähköverkko Oy. Sisäinen dokumentti, Päivitetty 2.4.2013, Viitattu 22.12.2016.
- [36] Häiriönselvityspannatteet. Helen Sähköverkko Oy. Sisäinen dokumentti, Päivitetty 23.3.2015, Viitattu 9.11.2016.
- [37] A. Kuusela. Helsingin keskijänniteverkon kehittäminen. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Sähkötekniikan osasto, Espoo, 1989.
- [38] J. Vartiainen. Silmukoitu pienjännitteinen sähkönjakeluverkko. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto, Espoo, 2007.
- [39] J. Rouhiainen. Helsingin pienjänniteverkon kehittäminen. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Sähkötekniikan osasto, Espoo, 1991.
- [40] R. J. Millar, E. Saarijärvi, M. Lehtonen, M. Hyvärinen, J. Niskanen, and P. Härmäläinen, "Electricity distribution network planning algorithm based on efficient initial and radial-to-full network conversion," *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 8, no. 3, 2013.
- [41] E. Saarijärvi, R. J. Millar, J. Niskanen, T. Nieminen, and M. Lehtonen, "Distribution network topology planning using life cycle cost driven cost surfaces in the internodal parameter computation," *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 8, no. 1, 2013.

- [42] R. J. Millar, M. Lehtonen, and E. Saarijärvi, “Switch and reserve connection placement in a distribution network planning algorithm,” in *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Oct 2012, pp. 1–6.
- [43] Maakaapeloinnin kaivuolosuhteiden määrittäminen ja verkkokomponenttien keskiarvojen käyttö verkonarvon määrittämisessä. Energiamarkkinavirasto. [Verkkodokumentti], Päivitetty 28.1.2010, Viitattu 28.12.2016. [Online]. Available: https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Maakaapeli_ja_keskiarvohankkeen_raportti.pdf/94003143-183a-48f8-8b93-b408e2d3ff44
- [44] Siirtoverkko ja sähköasemahäiriöt, sähköasemahäiriöt 1965–2010. Helen Sähköverkko Oy. Sisäinen dokumentti, Päivitetty 29.5.2013, Viitattu 7.2.2017.
- [45] R Core Team, *R: A Language and Environment for Statistical Computing*, R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria, 2016. [Online]. Available: <https://www.R-project.org/>
- [46] Jakeluverkon tila-analyysi 2015. Helen Sähköverkko Oy. Sisäinen dokumentti, Päivitetty 27.9.2016, Viitattu 27.12.2016.

A Napanuora- ja tikapuumallien vertailualgoritmit

Napanuora- ja tikapuumallien vertailussa käytettiin Monte Carlo -simulaatiota. Simulaation algoritmi kirjoitettiin R-ohjelmointikielellä [45]. Algoritmi on esitetty alla.

A.1 Mallien vertailu asemien välillä

Tässä esitetään algoritmi, jolla verrataan kahden aseman rengaslenkkien välistä keskeytyshaittaa napanuora- ja tikapuumallilla. Keskeytyshaitta koskee sähköasemalajuisia vikoja.

```
#### Parametit
a <- 1.32
b <- 13.18
t_eiSiir <- 1.56
t_siir <- 0.5
p <- 5
r <- 0.12
TIME <- 40
psi <- (1+r/100)/(1+p/100)
kappa <- psi*(psi^TIME-1)/(psi-1)
lambda <- 0.0247
U <- 10000
I <- 325
cosphi <- 0.97
P_max <- sqrt(3)*U*I*cosphi/1000

#### Satunnaislukujen asetus
set.seed(101)
n <- 100000

# Normaalijakauma (lisaa kommentit, jos tasajakauma käytössä)
k_1 <- rnorm(n,0.25,0.08)
k_2 <- rnorm(n,0.25,0.08)
k_3 <- rnorm(n,0.25,0.08)
k_4 <- rnorm(n,0.25,0.08)

# Tasajakauma (poista kommentit, jos tasajakauma käytössä)
# k_1 <- sample(seq(from = 0.1, to = 0.5, by = 0.0001), size=n,
#               replace=TRUE)
# k_2 <- sample(seq(from = 0.1, to = 0.5, by = 0.0001), size=n,
#               replace=TRUE)
# k_3 <- sample(seq(from = 0.1, to = 0.5, by = 0.0001), size=n,
#               replace=TRUE)
# k_4 <- sample(seq(from = 0.1, to = 0.5, by = 0.0001), size=n,
#               replace=TRUE)
```

```

i=0
for(i in 1:length(k_1)) {
  if(k_1[i] < 0) k_1[i] <- 0
  if(k_1[i] > 0.5) k_1[i] <- 0.5
  if(k_2[i] < 0) k_2[i] <- 0
  if(k_2[i] > 0.5) k_2[i] <- 0.5
  if(k_3[i] < 0) k_3[i] <- 0
  if(k_3[i] > 0.5) k_3[i] <- 0.5
  if(k_4[i] < 0) k_4[i] <- 0
  if(k_4[i] > 0.5) k_4[i] <- 0.5
}

#### Yhtalot
# Asema 1, lahdot (k_1 kaikkien alussa, jos korrelaatio on 100 %)
P_A <- k_1*P_max
P_C <- k_2*P_max

# Asema 2, lahdot (k_1 kaikkien alussa, jos korrelaatio on 100 %)
P_B <- k_3*P_max
P_D <- k_4*P_max

## Napanuora ##      (Asema 2 pois)
# Asema 2 pois
P_kapas <- P_max - (P_A + P_B)
P_eiSiir <- P_D - P_kapas
P_siir <- rep(0,length(k_1))

i=0
for(i in 1:length(k_1)) {
  if(P_kapas[i] < 0) P_kapas[i] <- 0
}
i=0
for(i in 1:length(k_1)) {
  if(P_D[i] - P_kapas[i] < 0) P_eiSiir[i] <- 0
}
i=0
for(i in 1:length(k_1)) {
  P_siir[i] <- min(P_D[i], P_kapas[i])
  if(P_siir[i] < 0) P_siir[i] <- 0
}

# Siirrettavissa olevan kustannus
K_kah_napa_siir <- kappa*lambda*(P_B+P_siir)*(a+b*t_siir)

# Ei siirrettavissa olevan kustannus
K_kah_napa_eisiir <- kappa*lambda*P_eiSiir*(a+b*t_eiSiir)

# Yhteensa
K_KAH_napa <- K_kah_napa_siir + K_kah_napa_eisiir

## Tikapuu ##      (Asema 2 pois)
# Siirrettavissa olevan kustannus
K_kah_tika_siir <- kappa*lambda*(P_B+P_D)*(a+b*t_siir)

```

```

# Yhteensa
K_KAH_tika <- K_kah_tika_siir

## Napanuora ##      (Asema 1 pois)
P_kapas2 <- P_max - (P_A + P_B)
P_eiSiir2 <- P_C - P_kapas2
P_siir2 <- rep(0,length(k_1))

i=0
for(i in 1:length(k_1)) {
  if(P_kapas2[i] < 0) P_kapas2[i] <- 0
}
i=0
for(i in 1:length(k_1)) {
  if(P_C[i] - P_kapas2[i] < 0) P_eiSiir2[i] <- 0
}
i=0
for(i in 1:length(k_1)) {
  P_siir2[i] <- min(P_C[i], P_kapas2[i])
  if(P_siir2[i] < 0) P_siir2[i] <- 0
}

# Siirrettavissa olevan kustannus
K_kah_napa_siir2 <- kappa*lambda*(P_A+P_siir2)*(a+b*t_siir)

# Ei siirrettavissa olevan kustannus
K_kah_napa_eisiir2 <- kappa*lambda*P_eiSiir2*(a+b*t_eiSiir)

# Yhteensa
K_KAH_napa2 <- K_kah_napa_siir2 + K_kah_napa_eisiir2

## Tikapuu ##      (Asema 1 pois)
# Siirrettavissa olevan kustannus
K_kah_tika_siir2 <- kappa*lambda*(P_A+P_C)*(a+b*t_siir)

# Yhteensa
K_KAH_tika2 <- K_kah_tika_siir2

#### Mallit yhteensa
K_KAH_NAPA_YHT <- K_KAH_napa + K_KAH_napa2
K_KAH_TIKA_YHT <- K_KAH_tika + K_KAH_tika2
# Odotusarvot
mean(K_KAH_NAPA_YHT)
mean(K_KAH_TIKA_YHT)
# Odotusarvojen erotus
mean(K_KAH_NAPA_YHT - K_KAH_TIKA_YHT)

#### Tuloste
par(mfrow = c(1, 2))
hist(K_KAH_NAPA_YHT/1000, breaks=40, xlab="Keskeytyshaitta [k\u20ac/ 40a]", ylab="Lukumaara", main="Napanuora", xlim=c(0,60), ylim=c(0,20000))

```

```
hist(K_KAH_TIKA_YHT/1000, breaks=20, xlab="Keskeytyshaitta [k\u20ac/\u20a] ", ylab="Lukumaara", main="Tikapuu", xlim=c(0,60), ylim=c(0,20000))
```

A.2 Mallien vertailu vasta-asemien jälkeisille kuormille

Mallien vapaaksi jäävällä kapasiteetilla voidaan syöttää vasta-aseman jälkeisiä kuormia. Jotta vapaaksi jäävän kapasiteetin hyöty saadaan selville, liitteen A.1 algoritmia jatketaan alla olevalla algoritmilla.

```
#### Vapaaksi jaavan kapasiteetin vertailu
# Vapaa kapasiteetti napanuoralla, kun asema 2 irtoaa
P_vap_napa <- P_max - (P_A + P_B + P_D)

i=0
for(i in 1:length(k_1)) {
  if(P_vap_napa[i] < 0) P_vap_napa[i] <- 0
}

# Vapaa kapasiteetti napanuoralla, kun asema 1 irtoaa
P_vap_napa2 <- P_max - (P_B + P_A + P_C)

i=0
for(i in 1:length(k_1)) {
  if(P_vap_napa2[i] < 0) P_vap_napa2[i] <- 0
}

# Vapaa kapasiteetti tikapuulla, kun asema 2 irtoaa
P_vap_tikaA <- P_max - (P_A + P_B)
P_vap_tikaC <- P_max - (P_C + P_D)
P_vap_tika <- P_vap_tikaA + P_vap_tikaC

# Vapaa kapasiteetti tikapuulla, kun asema 1 irtoaa
P_vap_tikaB <- P_max - (P_B + P_A)
P_vap_tikaD <- P_max - (P_D + P_C)
P_vap_tika2 <- P_vap_tikaB + P_vap_tikaD

#### Yhteensa, kun aseman 1 ja 2 irtoaminen huomioidaan
P_VAP_NAPA <- P_vap_napa + P_vap_napa2
P_VAP_TIKA <- P_vap_tika + P_vap_tika2
P_VAP_ERO <- P_VAP_TIKA - P_VAP_NAPA

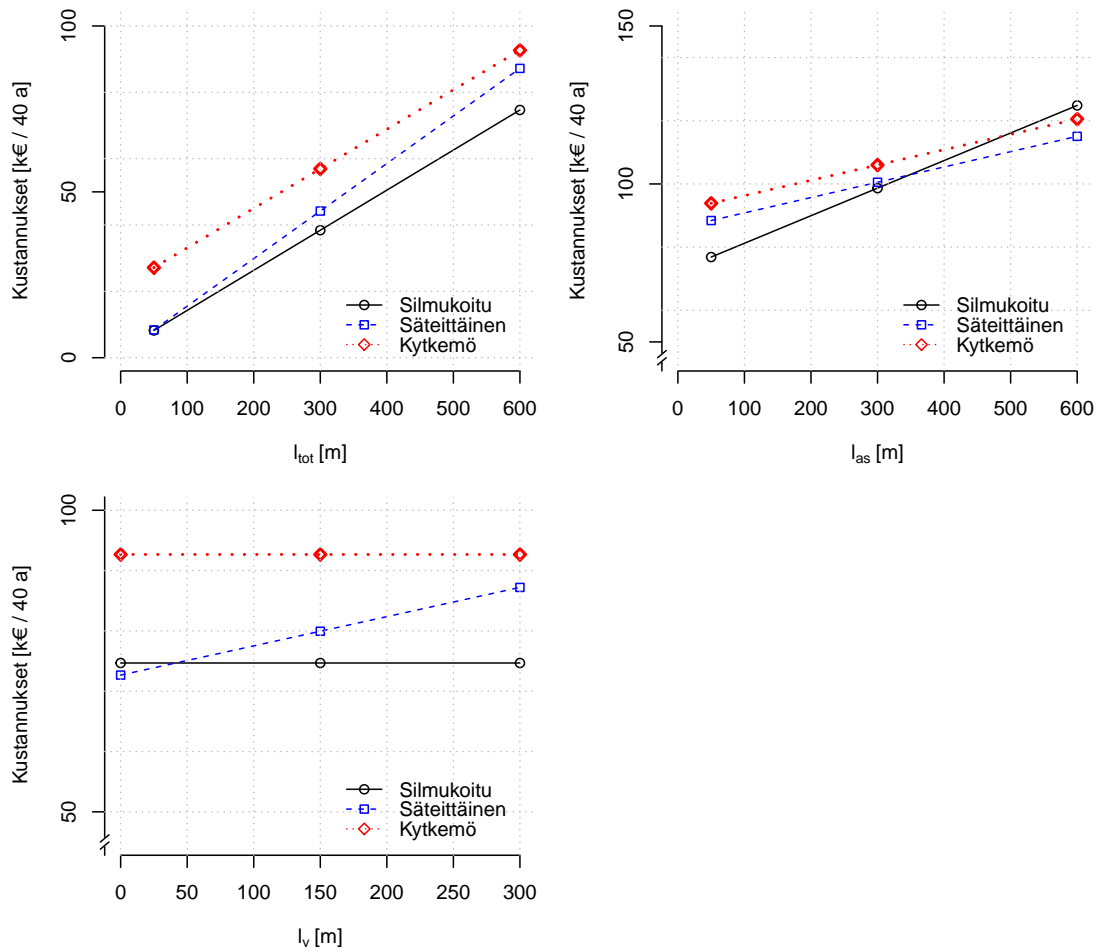
# Saasto
K_VAP_ERO <- kappa*lambda*P_VAP_ERO*b*(t_eiSiir - t_siir)

# Odotusarvo
mean(K_VAP_ERO)
```

B Asiakasliittynnän kustannuslaskelmat

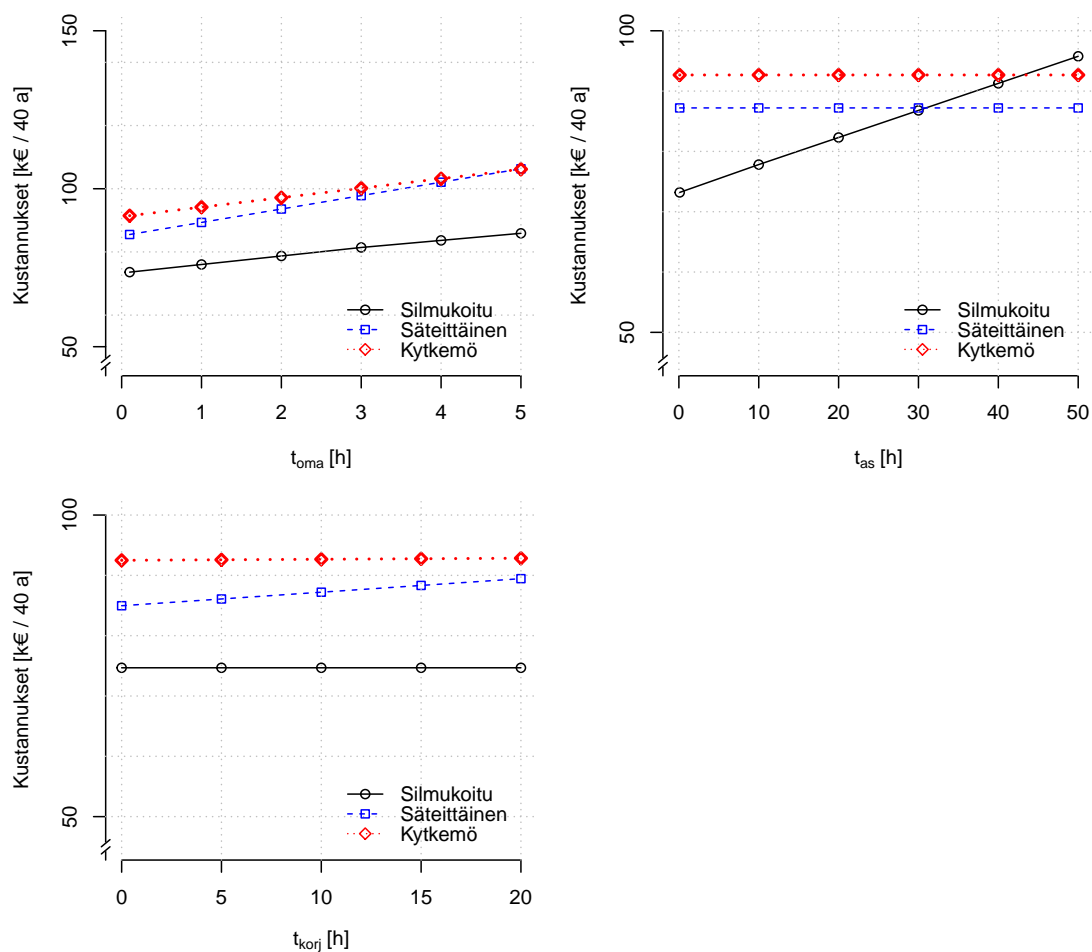
Tässä liitteessä on esitetty asiakasliittytöjen kustannuslaskelmia. Alkuarvot ja muuttujat on esitetty kappaleessa 8.5. Laskenta on suoritettu saman kappaleen yhtälöillä (69)–(76).

B.1 Kaapelireittien pituuden vaikutus



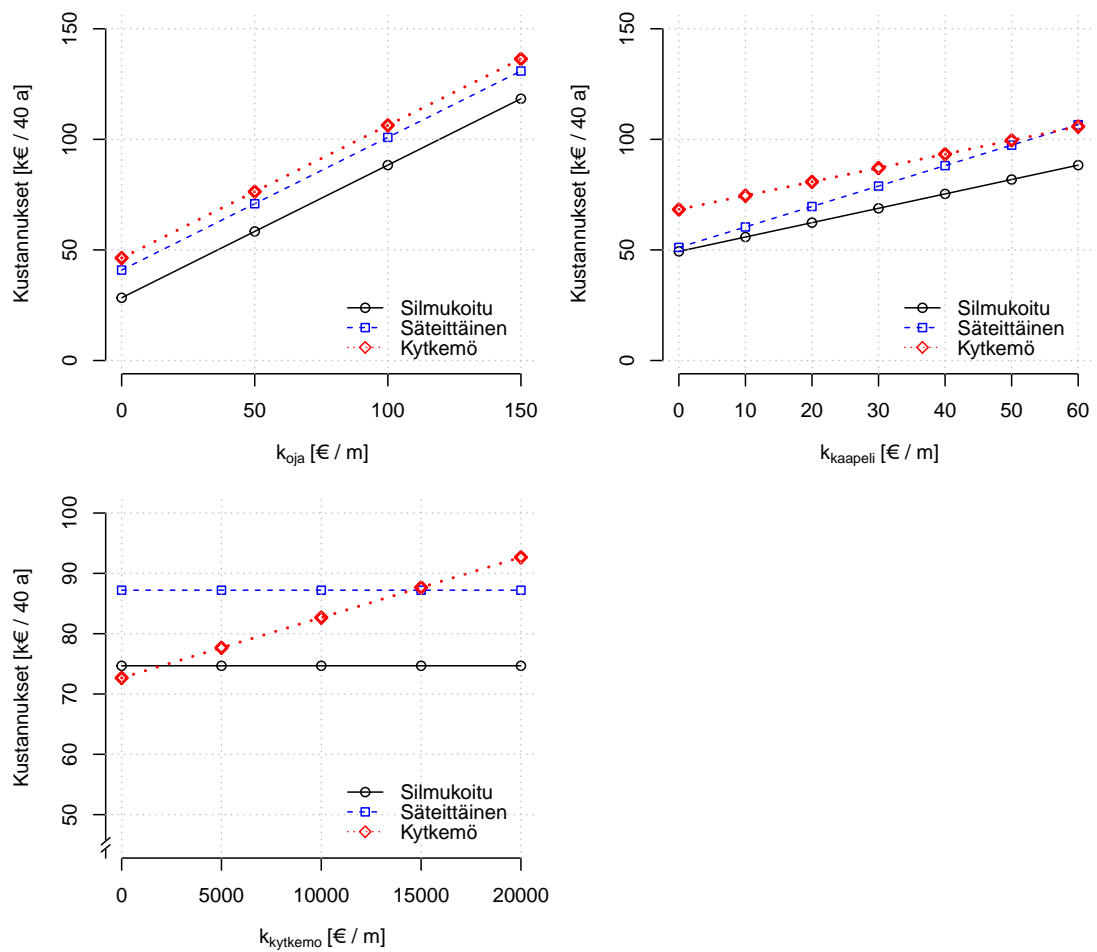
Kuva B1. Kaapelireittien pituuksien vaikutus asiakasliittynnän kustannuksiin. Ylärivillä vasemmanpuoleisessa kuvassa kaapelipituus $l_v = (1/2)l_{tot}$. Muutoin kaikki muut arvot pysyvät vakiona.

B.2 Kytkentäaikojen vaikutus



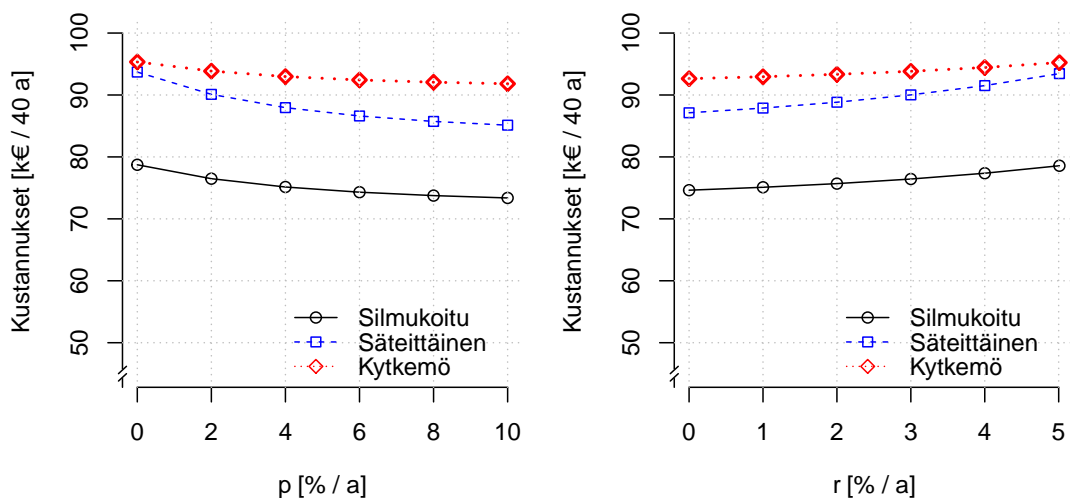
Kuva B2. Kytkimien kytkentäaikojen vaikutus asiakasliittynnän kustannuksiin muiden arvojen pysyessä vakiona

B.3 Investointihintojen vaikutus

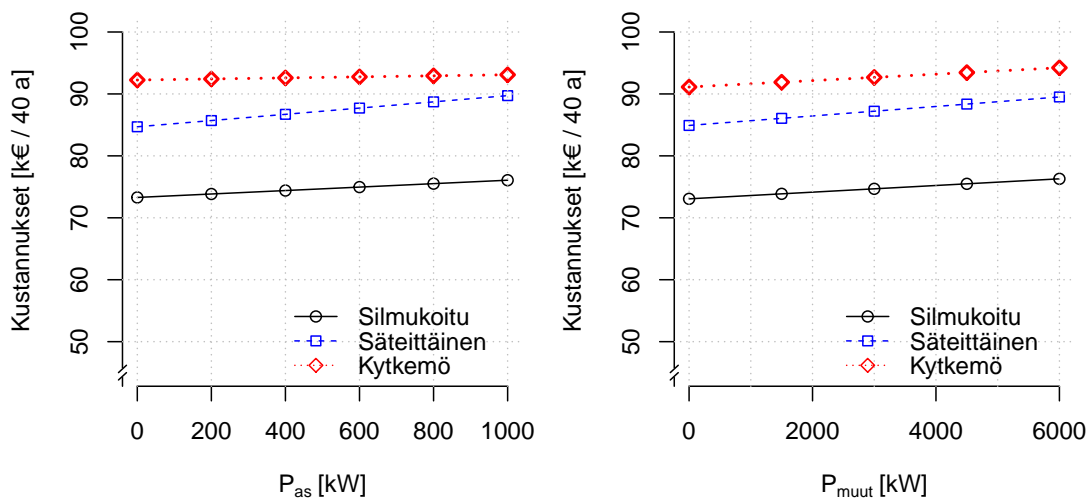


Kuva B3. Investointihintojen vaikutus asiakasliittynnän kustannuksiin muiden arvojen pysyessä vakiona

B.4 Korkotason ja kuormien vaikutus



Kuva B4. Korkotason ja kuorman kasvun vaikutus asiakasliittynän kustannuksiin muiden arvojen pysyessä vakiona



Kuva B5. Kuormitusten suuruuden vaikutus asiakasliittynän kustannuksiin muiden arvojen pysyessä vakiona

B.5 Asiakasliityntävaihtoehtojen vertailualgoritmi

Asiakasliityntävertailussa on tarkastelu eri vaihtoehtojen sijoittumista vastausavaruuteen, jossa x-akselilla on keskeytysindeksi SAIDI ja y-akselilla kokonaiskustannukset 40 vuoden ajalta. Alla on esitetty käytetty R-kielinen algoritmi, jolla kuvan 58 tulokset on laskettu käyttäen kappaleen 8.5 vakioarvoja ja yhtälöitä, ja antaen osalle muuttujista taulukon 17 mukaisia satunnaisarvoja.

```
## Satunnaislukujen asetus ja lukumaara
set.seed(101)
n <- 3000

## Kuluttajavakiot
P_as <- sample(seq(from = 400, to = 1000, by = 1), size=n,
               replace=TRUE)
P_muut <- 3000
P_muutlah <- 1500
P_muutjalk <- 1500
a <- 1.32
b <- 13.18

# Satunnaismuuttujat kaapelipituuksille
l_tot <- sample(seq(from = 400, to = 600, by = 0.5), size=n,
               replace=TRUE)
l_v <- sample(seq(from = 50, to = 300, by = 0.2), size=n,
              replace=TRUE)
l_as <- sample(seq(from = 25, to = 150, by = 0.2), size=n,
              replace=TRUE)

l_vmin <- rep(0,n)
i=0
for(i in 1:n) l_vmin[i] <- min(l_v[i], l_tot[i]-l_v[i])

# Vikataajuus
lambda <- 0.6/100*1/1000

# Kapitalisointi ja investointi
p <- 5
r <- 0.12
TIME <- 40
psi <- (1+r/100)/(1+p/100)
kappa <- psi*(psi^TIME - 1)/(psi - 1)

# Satunnaismuuttujat ajoille
t_oma <- sample(seq(from = 0.167, to = 2, by = 0.001), size=n,
               replace=TRUE)
t_as <- sample(seq(from = 0.833, to = 3, by = 0.01), size=n,
              replace=TRUE)
t_korj <- sample(seq(from = 8, to = 16, by = 0.01), size=n,
                replace=TRUE)

t_emax <- rep(0,n)
t_emin <- rep(0,n)
```

```

i=0
for(i in 1:n) t_emax[i] <- max(t_as[i], t_oma[i])
i=0
for(i in 1:n) t_emin[i] <- min(t_as[i], t_oma[i])

### Kustannukset
# Yksikkohinnat investoinneille
k_kaapeli <- 39
k_oja <- 77.200
k_kyt_kemo <- sample(seq(from = 15000, to = 30000, by = 10), size=n,
                      replace=TRUE)

# Keskeytyskustannukset
K_keskA <- kappa*lambda*(
  (l_v+l_as)*P_muut*(a+b*t_oma) +
  (l_v+l_as)*P_as*(a+b*t_emax) +
  (l_as+l_tot-l_v)*P_muutlah*(a+b*t_emin) +
  (l_as+l_tot-l_v)*P_muutjalk*(a+b*t_oma) +
  (l_as+l_tot-l_v)*P_as*(a+b*t_as))
K_keskB <- kappa*lambda*((l_tot+l_vmin+l_as)*P_muut*(a+b*t_oma) +
  l_tot*P_as*(a+b*t_oma) +
  (l_vmin+l_as)*P_as*(a+b*t_korj))
K_keskC <- kappa*lambda*((l_tot+l_as)*P_muut*(a+b*t_oma) +
  l_tot*P_as*(a+b*t_oma) +
  l_as*P_as*(a+b*t_korj))

# Investoinnit
K_ojaA = l_tot*k_oja
K_ojaB = l_tot*k_oja
K_ojaC = l_tot*k_oja
K_kaapeliA = (l_tot + 2*l_as)*k_kaapeli
K_kaapeliB = (l_tot + l_vmin + l_as)*k_kaapeli
K_kaapeliC = (l_tot + l_as)*k_kaapeli
K_invA = K_ojaA + K_kaapeliA
K_invB = K_ojaB + K_kaapeliB
K_invC = K_ojaC + K_kaapeliC + k_kyt_kemo

# Yhteensa
K_A = K_invA + K_keskA
K_B = K_invB + K_keskB
K_C = K_invC + K_keskC

### Keskeytysindeksit
N_as <- 1
N_muut <- 9
N_tot <- N_as + N_muut

# SAIDI Asiakkaalle
SAIDI_A_as <- (lambda*(l_v+l_as)*t_emax +
  lambda*(l_as+l_tot-l_v)*t_emax)*60
SAIDI_B_as <- (lambda*(l_tot)*t_oma + lambda*(l_v+l_as)*t_korj)*60
SAIDI_C_as <- (lambda*(l_tot)*t_oma + lambda*(l_as)*t_korj)*60

```

```

# SAIDI Lahdolle
SAIDI_A <- 1/2*(lambda*(l_v+l_as)*t_oma +
  lambda*(l_as+l_tot-l_v)*t_emin +
  lambda*(l_v+l_as)*t_emin +
  lambda*(l_as+l_tot-l_v)*t_oma)*N_muut/N_tot*60 +
  SAIDI_A_as*N_as/N_tot
SAIDI_B <- (l_tot+l_v+l_as)*lambda*t_oma*N_muut/N_tot*60 +
  SAIDI_B_as*N_as/N_tot
SAIDI_C <- (l_tot+l_as)*lambda*t_oma*N_muut/N_tot*60 +
  SAIDI_C_as*N_as/N_tot

## Vektorit tulostusta varten
X <- c(SAIDI_A, SAIDI_B, SAIDI_C)
X2 <- c(SAIDI_A_as, SAIDI_B_as, SAIDI_C_as)
Y <- c(K_A, K_B, K_C)/1000
Z <- rep(1:3, each=n)

## Tuloste
par(mfrow = c(1, 2),
  oma = c(1,1,1,1) + 0.1,
  mar = c(4,4,1,1) + 0.1)

# Y: kustannus, X: SAIDI/lahto
plot(X,Y, xlab="+ SAIDI (min/lahto, a)",
  ylab="Kokonaiskustannukset (k\u20ac/40a)",
  cex=0.1, axes=FALSE,
  xlim=c(0,2), ylim=c(35,120), pch=c(1,0,5)[Z],
  col=c("black", "blue", "red")[Z])
axis(side=1, at=c(0,0.5,1.0,1.5,2))
axis(side=2,
  at=c(0,20,40,60,80,100,120))
grid(nx = NULL, ny = NULL,
  col = "gray",
  lty = "dotted",
  lwd = par("lwd"),
  equilogs = TRUE)
legend("bottomright",
  legend = c("Silmukoitu", "Sateittainen", "Kytremo"),
  names, cex=1,
  col=c("black", "blue", "red"), pch=c(16,15,18), bty="n")

# Y-kustannus, X-SAIDI/asiakas
plot(X2,Y, xlab="SAIDI (min/asiakas, a)",
  ylab="Kokonaiskustannukset (k\u20ac/40a)",
  cex=0.1, axes=FALSE,
  xlim=c(0,2), ylim=c(35,120), pch=c(1,0,5)[Z],
  col=c("black", "blue", "red")[Z])
axis(side=1, at=c(0,0.5,1.0,1.5,2))
axis(side=2,
  at=c(0,20,40,60,80,100,120))
grid(nx = NULL, ny = NULL,
  col = "gray",
  lty = "dotted",
  lwd = par("lwd"),

```

```
equilogs = TRUE)
legend("bottomright",
      legend =c("Silmuokitu", "Sateittainen", "Kytremo"),
      names, cex=1,
      col=c("black", "blue", "red"), pch=c(16,15,18), bty="n")
```